
ЗАКУПОЧНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Конкурс в электронной форме на право проведение процедур по выбору генподрядной организации на выполнение договора строительно-монтажных работ (СМР) и пусконаладочных работ (ПНР) по проекту: «Проектно-изыскательские работы для реконструкции подстанции 110/35/10 кВ Нижний Бестях (установка 3Т мощностью 40 МВА // Центральный энергорайон РС (Я))»

ТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

шифр: ТЭП-28201/216-ПС-2025-КД

2025г.

ОГЛАВЛЕНИЕ

1	ПРЕДМЕТ КОНКУРСА И ОБЩИЕ ДАННЫЕ О НЁМ	5
1.1	Объект конкурса	5
1.2	Предмет Конкурса	5
1.3	Сведения о функциональном назначении объекта и характеристика объекта.....	7
1.4	Основные технические показатели объекта	12
2	Электротехнические решения	16
2.1	Принципиальная электрическая схема ПС	16
2.2	Основные компоновочные требования	16
2.2.1	ОРУ-110 кВ	17
2.2.2	ЗРУ 35 кВ.....	18
2.2.3	Трансформаторное оборудование.....	19
2.2.4	Щит собственных нужд переменного тока	19
2.2.5	Кабельное хозяйство	20
2.3	Общие требования к основному электротехническому оборудованию	20
2.3.1	Комплектность запасных частей, расходных материалов, принадлежностей.	21
2.3.2	Упаковка, транспортирование, условия и сроки хранения	21
2.3.3	Гарантийные обязательства.....	21
2.3.4	Требования к надежности и живучести оборудования.....	22
2.3.5	Состав технической и эксплуатационной документации.....	22
2.3.6	Состав и объем поставки основного оборудования для ПС 110 кВ Нижний Бестях ...	23
2.4	Требования к техническим характеристикам основного оборудования.....	29
2.4.1	Требования к техническим характеристикам колонкового выключателя 110 кВ	29
2.4.2	Требования к техническим характеристикам трехполюсного разъединителя 110 кВ .	35
2.4.3	Требования к техническим характеристикам трансформатора тока 110 кВ	40
2.4.4	Требования к техническим характеристикам трансформаторам напряжения 110 кВ..	47
2.4.5	Требования к техническим характеристикам ограничителя перенапряжения 110 кВ .	53
2.4.6	Требования к техническим характеристикам заземляющего устройства 110 кВ	55
2.4.7	Требования к техническим характеристикам ограничителя перенапряжения 110 кВ .	60
2.4.8	Требования к техническим характеристикам трехполюсного разъединителя 35 кВ ...	62
2.4.9	Требования к техническим характеристикам ограничителя перенапряжения 35 кВ ...	67
2.4.10	Требования к техническим характеристикам силового трансформатора 110 кВ	72
2.4.11	Требования к техническим характеристикам КРУ 35 кВ.....	83
3	Технические требования к релейной защите.....	96
3.1	Перечень нормативных документов	96
3.2	Технические требования к РЗА.....	96

3.3	Основные принципы построения и структура РЗА.....	96
3.4	Гарантийные обязательства.....	98
3.5	Состав технической и эксплуатационной документации.....	99
3.6	Технические требования к контрольным кабелям	100
4	Требования к ПТК ССПИ.....	102
4.1	Общие требования к системе ПТК ССПИ	102
4.2	Технические требования к системе	102
4.3	Перечень оборудования и материалов ССПИ	112
4.4	Состав и содержание работ по созданию системы	113
4.5	Состав технической, исполнительной и эксплуатационной документации.....	113
5	Требования к АИИСКУЭ.....	115
5.1	Описание существующих решений по АИИСКУЭ.....	115
5.2	Технические решения по АИИСКУЭ.....	115
5.3	Основные решения по измерительным трансформаторам тока, напряжения и их вторичным цепям.....	116
5.4	Основные решения по выбору счетчика электрической энергии.....	117
5.5	Решения по передаче информации	117
6	Требования к метрологическому обеспечению	118
6.1	Требования к метрологическому обеспечению ССПИ.....	118
6.2	Требования к метрологическому обеспечению АИИС КУЭ	120
7	Требования к сетям связи	127
7.1	Описание существующих решений по системе связи	127
7.2	Описание решений по сетям связи	127
8	Требования к охранно-пожарной сигнализации	128
8.1	Описание существующих решений по охранно-пожарной сигнализации	128
8.2	Описание проектных решений по охранно-пожарной сигнализации	128
9	Требования по окружающей среде	131
10	Требования по охране труда	132
11	Требования по пожарной безопасности	134
12	Сроки выполнения поставок, работ, услуг	137
13	Потребность строительства в кадрах, основных строительных машинах, механизмах, транспортных средствах, в топливе и горюче-смазочных материалах, а также в электрической энергии, временных зданиях и сооружениях.....	138
13.1	Потребность строительства в кадрах.....	138
13.2	Потребность в основных строительных машинах и транспортных средствах	139

13.3 Потребность строительства в электрической энергии.....	141
13.4 Потребность строительства в воде	143
13.5 Потребность в сжатом воздухе	144
13.6 Потребность во временных зданиях и сооружениях	144
ГРАФИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	
Схема электрическая принципиальная ПС 110 Нижний Бестях.....	147
План расположения оборудования на открытой части ПС.....	149
План расположения оборудования в ЗРУ 35 кВ	153
План расположения оборудования в блочно-модульном здании ОПУ	154
ЩР. Схема электрическая принципиальная	155
Схема распределения по ТТ и ТН устройств ИТС	156
Схема организации цепей напряжения 110 кВ	158
Схема организации цепей напряжения 35 кВ	159
Структурная схема телемеханики	160
Схема сбора и передачи данных с терминалов РЗА.....	161
Структурная схема АИИС КУЭ	162
Структурная схема сетей связи	163

1 ПРЕДМЕТ КОНКУРСА И ОБЩИЕ ДАННЫЕ О НЁМ

1.1 Объект конкурса

Объект конкурса – ПС 110 кВ Нижний Бестях.

В настоящем томе приводятся технические требования к выполнению объемов работ по реализации мероприятий реконструкции ПС 110 кВ Нижний Бестях (установка 3Т мощностью 40 МВА // Центральный энергорайон РС (Я).

Заказчик: ПАО «Якутскэнерго».

1.2 Предмет Конкурса

Предмет конкурса – право заключения договора на выполнение объема работ (СМР, ПНР, поставка МТРО) по реализации мероприятий реконструкции ПС 110 кВ Нижний Бестях (установка 3Т мощностью 40 МВА // Центральный энергорайон РС (Я).

В рамках инвестиционного проекта необходимо выполнить поставку оборудования, СМР, ПНР на ПС 110 кВ Нижний Бестях и следующие работы:

- закупка и поставка основного электротехнического оборудования, указанного в данном томе;
- закупка и поставка оборудования РЗА, ССПИ, СС;
- закупка и поставка иных материально-технических ресурсов для выполнения комплекса СМР;
- подготовка и сдача исполнительной документации по всем объектам строительства;
- по объектам строительства/реконструкции ПС подготовка технических планов, постановка объектов на ГКУ, внесение сведений в ЕГРН, получение выписок из ЕГРН. Подготовка документов по форме технического паспорта.
- строительство временных зданий и сооружений;
- демонтажные работы, в т.ч. демонтаж временных зданий и сооружений после проведения строительно-монтажных работ;
- монтаж и сдачу в эксплуатацию конструктивно-строительных элементов и конструкций для установки оборудования;
- монтаж, наладку и сдачу в эксплуатацию электротехнического оборудования, оборудования РЗА, программно-технических средств для интеграции вновь устанавливаемого оборудования в существующую ССПИ. При необходимости произвести демонтаж старых устройств;
- проверку обеспечения требований электромагнитной совместимости оборудования в местах его установки;
- организацию обучения эксплуатационного персонала ПС;

-
- монтаж и сдачу в эксплуатацию кабельных линий и коммуникаций;
 - проведение индивидуальных и функциональных испытаний поставляемого оборудования и ПТС, с привлечением персонала Инвестора, по проектным схемам, после окончания всех строительно-монтажных и наладочных работ на каждом объекте;
 - благоустройство территории;
 - обеспечение гарантийных обязательств после сдачи в эксплуатацию оборудования подстанции в соответствии с контрактными условиями, а также обеспечение возможности заключения отдельных соглашений сервисного обслуживания с фирмами-производителями оборудования и систем на весь период эксплуатации;
 - ввод в эксплуатацию.

Подрядчик должен:

- возвести собственными силами и средствами на территории строительной площадки все временные сооружения, необходимые для хранения материалов и выполнения работ;
- поставить на строительную площадку необходимые материалы, изделия, конструкции, оборудование, комплектующие изделия, строительную технику;
- обеспечить выполнение на строительной площадке необходимых мероприятий по технике безопасности, промсанитарии, охране окружающей среды во время проведения работ;
- обеспечить содержание и уборку строительной площадки и прилегающей к ней территории;
- передать Заказчику вместе с результатом работы всю информацию, касающуюся эксплуатации и использования объекта.

Подрядчик должен предоставить:

- акты сдачи-приемки оборудования (имущества) для ремонта (демонтажа) по формам приложений 1-2 и актов сдачи-приемки оборудования (имущества) из ремонта (демонтажа) по формам приложений 3-4 к Порядку передачи оборудования (имущества) в демонтаж и приемки (возврата) демонтированного оборудования (имущества) при проведении реконструкции, модернизации, технического обслуживания и ремонта оборудования объектов электросетевого хозяйства ПАО «Якутскэнерго»;
- акты о невозможности ремонта (демонтажа) оборудования (имущества) (в случае технической невозможности выполнения ремонтных (демонтажных) работ) по форме приложения 5 к Порядку передачи оборудования (имущества) в демонтаж и

приемки (возврата) демонтированного оборудования (имущества) при проведении реконструкции, модернизации, технического обслуживания и ремонта оборудования объектов электросетевого хозяйства ПАО «Якутскэнерго».

- ведомости замечаний, дефектов и недоделок ко всем актам рабочей комиссии, акты устранения замечаний, дефектов и недоделок;
- фотографии в формате JPEG/JPG основных объектов в соответствии с ведомостью принимаемого имущества;
- разрешение Ростехнадзора на допуск в эксплуатацию энергоустановки по постоянной схеме с актом осмотра энергоустановки, за исключением случаев, установленных нормативными правовыми актами Российской Федерации, при которых выдача разрешения Ростехнадзора на допуск в эксплуатацию не требуется (со ссылкой на соответствующие нормативные правовые акты Российской Федерации);
- исполнительную (геодезическую) съемку.

Подрядчик несет ответственность за качество выполняемых работ собственными силами и силами привлеченных субподрядчиков.

До сдачи в эксплуатацию Подрядчик обязан организовать круглосуточную охрану всех объектов строительства, которая должна гарантировать сохранность оборудования, конструкций, материалов и строительной техники и недопущение посторонних как на объекты строительства, так и во временные поселки строителей.

Подрядчик должен согласовывать с Заказчиком:

- заключение договоров субподряда и их объемы;
- программы отключений оборудования.
- отвод мест для временного складирования излишнего грунта и строительного мусора.

Все объекты строительства должны быть полностью завершены и приняты в эксплуатацию.

1.3 Сведения о функциональном назначении объекта и характеристика объекта

Электрическая подстанция ПС 110 кВ Нижний Бестях расположена по адресу: Республика Саха (Якутия), Мегино-Кангаласский улус, посёлок городского типа Нижний Бестях. ПС введена в эксплуатацию в 2013 с целью обеспечения электроснабжения промышленных и коммунально-бытовых потребителей, расположенных на территории пгт. Нижний Бестях и прилегающих районов.



Рис. 1.1 – Ситуационный план расположения ПС 110 кВ Нижний Бестях

ПС 110 кВ Нижний Бестях является действующей и имеет следующие основные характеристики:

- номинальное напряжение 110/35/10 кВ;
- установленная мощность – 50 МВА;

На момент проведения предпроектного обследования на территории подстанции расположены следующие объекты:

- здание общеподстанционного пункта управления (ОПУ);
- закрытое распределительное устройство 10 кВ (ЗРУ 10 кВ);
- закрытое распределительное устройство 35 кВ (ЗРУ 35 кВ);

и сооружения:

- открытое распределительное устройство (ОРУ-110 кВ);
- кабельные лотки;
- маслостоки, маслосборник;
- ограждение наружное;
- внутриплощадочные дороги, проезды и площадки.

Для подъезда к зданиям и сооружениям, для удобства обслуживания оборудования, на территории ПС предусмотрены внутриплощадочные проезды, являющиеся также и пожарными проездами.

По периметру границы территории подстанции расположено железобетонное ограждение.

В части электротехнических решений проектом предусматриваются следующие решения:

- расширение РУ 35 кВ для присоединения ВЛ 35 кВ Нижний Бестях - Железнодорожная и устанавливаемого в рамках 2 этапа - третьего трансформатора 110/35/10 кВ;
- расширение здания общеподстанционного пункта управления (ОПУ);
- установка третьего трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА, оснащенного устройством РПН;
- расширение РУ 110 кВ на одну ячейку для присоединения третьего трансформатора;
- отсоединение линейной ячейки ВЛ 35 кВ Нижний Бестях - Железнодорожная от существующего РУ 35 кВ с образованием нового РУ 35 кВ.

Установка нового оборудования выполняется на стальные опорные рамы и конструкции, частично - заводского изготовления (поставляемые комплектно с оборудованием), частично – предусмотренные проектом.

Реконструкция ПС осуществляется в рамках существующего земельного участка и за его пределами. Проектом предусматривается дополнительный землеотвод для установки проектируемого оборудования.

В местах расширения территории предусматривается организация насыпи с последующим выравниванием высотных отметок подстанции. Также предусматривается перенос существующей канавы с учетом расширения общей площади подстанции.

В качестве инженерной подготовки территории строительства предусматривается срезка почвенно-растительного слоя.

В местах установки нового оборудования и прокладки новых кабельных лотков, для понижения напряжения прикосновения, предусматривается устройство щебеночного покрытия из щебня фракцией 20-40 мм. Перед устройством щебеночного покрытия необходима укладка геотекстиля Дорнит 400, для предотвращения роста травы.

Для реализации защит ЗТ и АУВ ВН в здании ОПУ предусматривается установка шкафа 13Р «Шкаф основных и резервных защит и АУВ ВН трехобмоточного тр-ра ЗТ». В состав шкафа входит два терминала: комплекта РЗ ЗТ и комплект РЗА В-110-ЗТ.

В состав функций комплекта РЗ ЗТ входит:

- дифференциальная токовая защита трансформатора;
- газовая защита трансформатора;
- газовая защита РПН;
- защита от перегрузки (с работой на сигнал);

- максимальная токовая защита стороны ВН с комбинированным пуском по напряжению;
- токовая ненаправленная защита нулевой последовательности стороны ВН.

Дифференциальная защита трансформатора с торможением является основной защитой от внутренних повреждений 3Т и служит для защиты от всех видов КЗ в защищаемой зоне.

Для реализации АРНТ в помещении ОПУ 110 кВ предусматривается установка шкафа 14Р «АРНТ 3Т».

АРНТ трансформатора выполняет следующие функции:

- автоматическое поддержание напряжения в заданных пределах;
- ручное регулирование напряжения;
- блокировку работы РПН при обнаружении неисправности привода РПН;
- блокировку РПН от внешних сигналов;
- блокировку РПН при перегрузках по току;
- блокировку РПН при превышении $3U_0$ (или U_2);
- блокировку РПН при пониженном измеряемом напряжении;
- коррекцию уровня регулируемого напряжения по току нагрузки (встречное регулирование);
- оперативное изменение уставки по напряжению поддержания с выбранного заранее на другое значение;
- формирование команд управления электроприводом РПН;
- контроль исправности цепей регулирования приводного механизма (ПМ).

Для реализации защиты, АУВ В-35-3Т и защиты ТН-35-3 в здании ОПУ предусматривается установка шкафа 15Р «Шкаф защит, АУВ ввода В-35-3Т и защит трансформатор напряжения ТН-35-3». В состав шкафа входит два комплекта: комплект РЗА В-35-3Т и комплект РЗ ТН-35-3.

Комплект РЗА В-35-3Т реализует такие функции, как:

- трехступенчатая максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению;
- автоматика управления выключателя;
- устройство резервирования при отказе выключателя;
- формирование АВР.

Для реализации защиты и автоматики ВЛ 35 кВ Н.Бестях – Железнодорожная в здании ОПУ предусматривается установка шкафа 16Р «Шкаф защиты и АУВ ВЛ 35 кВ Н.Бестях – Железнодорожная».

На подстанции ПС 110 кВ Нижний Бестях предусматривается оперативная электромагнитная блокировка разъединителей.

Оперативная блокировка разъединителей и заземлителей на стороне 110 кВ организуется в шкафах ШЗВ. Оперативная блокировка разъединителей и заземлителей на сторонах 35 и 10 кВ организуется в ячейках В-10-1Т, В-10-2Т, СВ-10.

Расширение ССПИ предусматривается в следующих объемах вновь вводимого оборудования:

- оборудование ОРУ 110 кВ (выключатель, разъединители, заземляющие ножи);
- оборудование ОРУ 35 кВ (разъединитель, заземляющие ножи);
- оборудование ЗРУ 35 кВ (выключатель, выкатной элемент).

Для сбора аналоговых измерений, телесигнализации, а также передачи команд дистанционного управления предусматривается установка шкафа КП ТМ №2 в составе:

- контроллер телемеханики с поддержкой промышленных протоколов, включая МЭК 60870-5-104 и МЭК 61850;
- модули сбора телесигнализации;
- модули передачи команд дистанционного управления;
- многофункциональный измерительный преобразователь (для В-110-3Т);
- источник бесперебойного питания.

Проектом предусматривается подключение измерительного преобразователя В-110-3Т к проектируемым измерительным трансформаторам с помощью контрольных кабелей с медными жилами.

Сбор аналоговых измерений по стороне 35 кВ осуществляется с помощью цифровых измерительных преобразователей, поставляемых комплектно с ячейками ЗРУ 35 кВ. Интеграция проектируемых цифровых преобразователей в ССПИ осуществляется через оборудование проектируемого шкафа КП ТМ №2 по интерфейсу RS485.

Проектом предусматривается интеграция проектируемого оборудования ССПИ в существующую систему ССПИ. Для этого предусматривается подключение проектируемого контроллера телемеханики в существующую техническую сеть ССПИ по интерфейсу Ethernet.

Проектом предусматривается интеграция проектируемых терминалов РЗА в существующую сеть сбора и передачи данных (ССПД) РЗА по интерфейсу RS485.

В части АИИС КУЭ производится расширение существующей АИИС КУЭ в объеме организации новых точек коммерческого учета.

Проектом предусматривается установка приборов учета на следующие присоединения:

- В-110-3Т. Прибор учета устанавливается в проектируемый шкаф учета;
- В-35-3Т. Прибор учета поставляется комплектно с ячейкой ЗРУ 35 кВ;
- В-55 (ВЛ 35 кВ Н.Бестях – Железнодорожная). Прибор учета поставляется комплектно с ячейкой ЗРУ 35 кВ

1.4 Основные технические показатели объекта

Основные технико-экономические показатели объекта в рамках технического перевооружения меняются и представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 Техничко-экономические показатели объекта реконструкции

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Количество			
			исходный	%	после рекон-ции	%
1	Земельный участок КН 14:15:130006:824	м ²	4428	100	4428	100
2	Вновь образуемый земельный участок ЗУ1	м ²	-	-	900	100
3	Вновь образуемый земельный участок ЗУ2	м ²	-	-	1149	100
	1-й этап					
4	Площадь благоустр. в границах ЗУ КН 14:15:130006:824	м ²	-	-	754	17
5	Площадь сохраняемой территории ЗУ КН 14:15:130006:824	м ²	-	-	3674	83
6	Площадь благоустройства в границах ЗУ1	м ²	-	-	900	100
7	Баланс территории в границах благоустройства	м ²	-	-	1654	100
-	Площадь проездов (Тип А)	м ²	-	-	704	42,6
-	Площадь укрепления щебнем (Тип Б)	м ²	-	-	950	57,4
8	Площадь застройки ЗУ КН 14:15:130006:824	м ²	2255	-	2375	-
9	Плотность застройки ЗУ КН 14:15:130006:824	%	51	-	53,6	-
10	Площадь застройки ЗУ1	м ²	-	-	110	-
11	Плотность застройки ЗУ1	%	-	-	12,2	-
	2-й этап					
12	Площадь благоустр. в границах ЗУ КН 14:15:130006:824	м ²	-	-	444	10
13	Площадь сохраняемой территории ЗУ КН 14:15:130006:824	м ²	-	-	3984	90
14	Площадь благоустройства в границах ЗУ2	м ²	-	-	1090	95
15	Баланс территории в границах благоустройства	м ²	-	-	1534	100
-	Площадь проездов (Тип А)	м ²	-	-	228	14,9
-	Площадь укрепления щебнем (Тип Б)	м ²	-	-	1306	85,1
16	Площадь застройки ЗУ КН 14:15:130006:824	м ²	2375	-	2610	-
17	Плотность застройки ЗУ КН 14:15:130006:824	%	53,6	-	59	-
18	Площадь застройки ЗУ2	м ²	-	-	140	-
19	Плотность застройки ЗУ2	%	-	-	12,2	-
20	Площадь дополнительного благоустройства (укрепление щебнем) за границами ЗУ	м ²	-	-	192	-

Основное оборудование, устанавливаемое в рамках реконструкции, представлено в таблице 1.2.

Таблица 1.2 Основное оборудование, устанавливаемое в рамках реконструкции

п/п	Наименование объекта недвижимости (здание, сооружение)	Единица измерения	Показатель			
			Сущест вующий	демонтир ованный	проектир уемый	Итого
Оборудование, устанавливаемое в пределах объектов недвижимости						
1.	Закрытое распределительное устройство 35 кВ наружного исполнения в составе	компл.			1	1
1.1.	Ячейка ЗРУ 35 кВ с силовым трансформатором марки ТС	шт.			1	1
1.2.	Ячейка ЗРУ 35 кВ переходная для ТС	шт.			1	1
1.3.	Ячейка ЗРУ 35 кВ отходящей линии	шт.			1	1
1.4.	Ячейка ЗРУ 35 кВ с трансформатором напряжения 35 кВ	шт.			1	1
1.5.	Ячейка ЗРУ 35 кВ вводная	шт.			1	1
2.	Блочно-модульное здание (расширение существующего здания) ДхШхВ, мм – 6750х11250х3400 (5 модулей 2250х6750)	шт.			1	1
3.	Шкаф распределительный 0,4 кВ с АВР (ШхГхВ, мм – 800х600х2000) внутреннего исполнения	шт.			1	1
4.	Трансформатор силовой трехфазный марки ТДТН-40000/110/35/10 UBH=110 кВ, UCH=35 кВ, UHH=10 кВ, Sном=40 МВА	шт.			1	1

п/п	Наименование объекта недвижимости (здание, сооружение)	Единица измерения	Показатель			
			Сущест вующий	демонтир ованный	проектир уемый	Итого
5.	<u>Комплектная трансформаторная подстанция (КТПБ) 110 кВ в составе:</u>	компл.			1	1
5.1.	Блок выключателя 110 кВ $U_{ном}=110$ кВ; $I_{ном}=2000$ А; $I_{терм}=40$ кА	компл.			1	1
5.2.	Блок разъединителя 110 кВ $U_{ном}=110$ кВ; $I_{ном}=1000$ А; $I_{терм}=20$ кА	компл.			2	2
5.3.	Блок трансформаторов тока 110 кВ	компл.			1	1
5.4.	Блок трансформаторов тока 110 кВ	компл.			1	1
5.5.	Блок ограничителей перенапряжения 110 кВ	компл.			1	1
5.6.	Блок заземлителя нейтрали силового трансформ. 110 кВ	компл.			1	1
5.7.	Шкаф зажимов выключателя 110 кВ	шт.			1	1
5.8.	Шкаф обогрева и питания приводов выключателя и разъединителей	шт.			1	1
5.9.	Шкаф зажимов трансформатора тока 110 кВ	шт.			1	1
5.10.	Шкаф зажимов трансформатора напряжения 110 кВ	шт.			1	1
6.	Блок разъединителя 35 кВ $U_{ном}=35$ кВ; $I_{ном}=1000$ А; $I_{терм}=20$ кА	компл.			1	1
7.	Блок ограничителей перенапряжения 35 кВ	компл.			1	1
8.	Шкаф управления В-110- 3Т, В-35-3Т	шт.			1	1
9.	Шкаф основных, резервных защит и АУВ	шт.			1	1

п/п	Наименование объекта недвижимости (здание, сооружение)	Единица измерения	Показатель			
			Сущест вующий	демонтир ованный	проектир уемый	Итого
	ВН трехобмоточного трансформатора 3Т					
10.	Шкаф АРНТ 3Т	шт.			1	1
11.	Шкаф защит, АУВ ввода В-35-3Т и трансформатора напряжения ТН-35-3	шт.			1	1
12.	Шкаф защиты и АУВ ВЛ 35 кВ Н. Бестях - Железнодорожная	шт.			1	1
13.	Шкаф организации цепей напряжения 110 кВ ТН-110-3Т	шт.			1	1
14.	Шкаф организации цепей напряжения 35 кВ ТН-35-3Т	шт.			1	1
15.	Шкаф распределения оперативного тока (ШРОТ)	шт.			1	1
16.	Шкаф КП-ТМ2	шт.			1	1
17.	Шкаф учета	шт.			1	1

2 ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

2.1 Принципиальная электрическая схема ПС

ОРУ 110 кВ выполнено по схеме два блока линия-трансформатор с выключателем без перемычек.

ЗРУ 35 кВ подстанции выполнено по схеме «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» на базе вакуумных выключателей на выкатном элементе.

ЗРУ 10 кВ подстанции выполнено по типовой схеме №10-1 «Одна, секционированная выключателем, система шин».

Все диспетчерские наименования элементов подстанции указаны на схеме электрической принципиальной.

Согласно техническому заданию на выполнение проектно-изыскательских работ для реконструкции подстанции ПС 110 кВ Нижний Бестях (установка 3Т мощностью 40 МВА // Центральный энергорайон РС (Я)) проектом предусматривается установка оборудования 35 кВ и 110 кВ в два этапа. Схемы 1 и 2 этапа реконструкции ПС с параметрами проектируемого оборудования (см. ТЭП-28201/216-ПС-2025-КД.ГЧ1).

2.2 Основные компоновочные требования

Конструктивное исполнение РУ принимается в соответствии с техническим заданием «Проектно-изыскательские работы для реконструкции подстанции 110/35/10 кВ Нижний Бестях (установка 3Т мощностью 40 МВА // Центральный энергорайон РС (Я))»:

- РУ 110 кВ – ОРУ.

Проектируемое оборудование 110 кВ поставляется в составе КТПБ 110 кВ и устанавливается на открытой части ПС на проектируемые фундаменты и металлическую раму заводской готовности.

Согласно техническому заданию проектом предусматривается два этапа строительства.

В рамках электротехнических решений первого этапа предусматривается:

- расширение РУ 35 кВ для присоединения проектируемой ВЛ 35 кВ Нижний Бестях - Железнодорожная и устанавливаемого в рамках 2 этапа - третьего трансформатора 110/35/10 кВ.
- расширение здания общеподстанционного пункта управления (ОПУ) на 5 модулей с целью установки вновь устанавливаемых шкафов данного титула;

Решения в части проектирования ВЛ 35 кВ Нижний Бестях – Железнодорожная предусматриваются в смежном титуле «Строительство ПС 35кВ Железнодорожная с установкой двух трансформаторов 35/10 кВ мощностью 32 МВА, строительство ВЛ 35кВ Нижний Бестях – Железнодорожная».

В рамках второго этапа предусматривается:

- установка третьего трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА, оснащенного устройством РПН;
- расширение РУ 110 кВ на одну ячейку на базе КТПБ 110 кВ для присоединения третьего трансформатора;
- отсоединение линейной ячейки ВЛ 35 кВ Нижний Бестях - Железнодорожная и ячейки ввода силового трансформатора 3Т от существующего РУ 35 кВ с образованием нового РУ 35 кВ.

Компоновки оборудования 1 и 2 этапа реконструкции представлены на планах расположения оборудования на открытой части ПС (см. ТЭП-28201/216-ПС-2025-КД.ГЧ2).

2.2.1 ОРУ-110 кВ

На ОРУ 110 кВ техническим заданием предусматривается установка трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА и КТПБ 110 кВ для присоединения проектируемого трансформатора.

Для организации расширения ОРУ 110 кВ на одну ячейку предусматривается отпайка от существующей КВЛ 110 кВ Майя - Нижний Бестях I цепь с перезаводом существующего нулевого пролета на новые места существующей опоры 110 кВ (см. узел перезавода ВЛ 110 кВ – ТЭП-28201/216-ПС-2025-КД.ГЧ2) с помощью провода марки АС-120/19.

Подключение проектируемого оборудования 110 кВ предусматривается за территорией ПС 110 кВ Нижний Бестях от существующей ближайшей опоры КВЛ 110 кВ Майя – Нижний Бестях I (II) цепь с учетом того, что существующая компоновка открытого распределительного устройства 110 кВ (ОРУ 110 кВ) исключает возможность подключения проектируемого оборудования на территории ПС 110 кВ Нижний Бестях в связи с отсутствием точки подключения, обеспечивающей соблюдение нормативных изоляционных расстояний.

Для возможности подключения проектируемой ячейки требуется реконструкция существующего ОРУ 110 кВ по причине отсутствия секционного разъединителя, трансформатора напряжения и сборных шин в одной из ячеек ОРУ 110 кВ, выполненного на базе гибридного компактного распределительного устройства зарубежного производства типа НУраст, поставка ЗИП которых затруднена на территорию Российской Федерации. В случае реконструкции существующего оборудования ОРУ 110 кВ увеличится сметная стоимость проекта, однако электротехнических изменений в схеме подключения проектируемого оборудования ПС 110 кВ Нижний Бестях не произойдет, в связи с чем проектом предусматривается подключение оборудования 110 кВ от ближайшей опоры КВЛ 110 кВ Майя – Нижний Бестях I (II) цепь.

В проектируемой ячейке 110 кВ предусматриваются отдельно-стоящие блоки заводской готовности электротехнического оборудования, в составе КТПБ 110 кВ:

- блок элегазового колонкового выключателя 110 кВ;
- блоки разъединителей 110 кВ трехполюсных с 1-м заземляющим ножом с двигательными приводами и шкафами управления;
- блок опорного трансформатора тока 110 кВ;
- блок трансформатора напряжения 110 кВ;
- блок ограничителей перенапряжения 110 кВ;
- блок заземления нейтрали силового трансформатора 110 кВ;
- шкафы наружного исполнения.

Также предусматривается установка отдельно-стоящих блоков заводской готовности электротехнического оборудования 35 кВ:

- блок ОПН 35 кВ совместно с опорными изоляторами 35 кВ;
- блок разъединителя 35 кВ с 2-мя заземляющими ножами с двигательными приводами и шкафом управления.

Шкафы наружной установки поставляются комплектно в составе КТПБ 110 кВ и устанавливаются на проектируемые металлоконструкции.

Прокладка силовых и контрольных кабельных линий на ОРУ 110 кВ предусматривается в существующих и проектируемых железобетонных кабельных лотках, а также в металлических лотках проектируемого маслоприемника.

Компоновка оборудования ОРУ 110 кВ 2 этапа реконструкции представлена на плане расположения оборудования на открытой части ПС (см. ТЭП-28201/216-ПС-2025-КД.ГЧ2).

2.2.2 ЗРУ 35 кВ

ЗРУ 35 кВ выполнено на базе распределительного устройства ЗРУ-СЭЩ-65 УЗ.

В РУ 35 кВ в рамках первого этапа проектом предусматривается расширение для присоединения ВЛ 35 кВ Нижний Бестях - Железнодорожная и устанавливаемого в рамках 2 этапа - третьего трансформатора 110/35/10 кВ, в объеме:

- ячейка ЗРУ 35 кВ с ТСН 35 кВ;
- ячейка ЗРУ 35 кВ переходная для ТСН-3 (требуется согласно конструктиву ячейки с ТСН 35 кВ);
- ячейка ЗРУ 35 кВ отходящей линии 35 кВ (ВЛ 35 кВ Нижний Бестях - Железнодорожная);
- ячейка ЗРУ 35 кВ трансформатора напряжения 35 кВ;

– ячейка ЗРУ 35 кВ ввода проектируемого силового трансформатора ТДТН-40000/110/35/10 (ЗТ).

Соединение сборных шин проектируемых ячеек ЗРУ 35 кВ с существующими сборными шинами предусмотреть с учетом шинной вставки для реализации отделения проектируемых сборных шин ячеек ЗРУ 35 кВ от существующих сборных шин ЗРУ 35 кВ во время реализации 2 этапа данного титула.

Компоновка оборудования ЗРУ 35 кВ 1 этапа реконструкции представлена на плане расположения оборудования на открытой части ПС (см. ТЭП-28201/216-ПС-2025-КД.ГЧ2) и на плане расположения оборудования в ЗРУ 35 кВ (см. ТЭП-28201/216-ПС-2025-КД.ГЧ3).

2.2.3 Трансформаторное оборудование

На открытой части ПС 110 кВ Нижний Бестях проектом предусматривается, в рамках 2 этапа, установка силового масляного трехобмоточного трансформатора марки ТДТН-40000/110/35/10 кВ, мощностью 40 МВА, оснащенного устройством РПН. Режим заземления нейтрали 110 кВ – эффективно заземленная нейтраль. Режим заземления нейтрали 35 кВ – изолированная нейтраль.

Для питания проектируемых потребителей 0,4 кВ предусматривается установка трансформатора собственных нужд ТСН-3. Установка сухого трансформатора с литой изоляцией марки ТС-100/35/0,4 кВ предусматривается в составе проектируемой ячейке ЗРУ-35 кВ на 1 этапе строительства.

Расположение проектируемых силовых трансформаторов первого и второго этапа реконструкции представлены на планах расположения оборудования открытой части ПС (см. ТЭП-28201/216-ПС-2025-КД.ГЧ2).

2.2.4 Щит собственных нужд переменного тока

Основным распределительным устройством сети СН подстанции является щит собственных нужд (ЩСН), устанавливаемый в существующем здании ОПУ, выполненный по схеме - одна рабочая секционированная выключателем система шин. Система заземления TN-C-S. ЩСН состоит из следующих шкафов:

- 1 шкаф ввода и секционирования;
- 2 шкафа отходящих линий.

В качестве защитных аппаратов применяются модульные автоматические выключатели стационарного исполнения с тепловыми и электромагнитными расцепителями.

Существующий ЩСН питается от существующих рабочих трансформаторов собственных нужд ТСН-1 и ТСН-2 напряжением 10/0,4 кВ, мощностью 250 кВА каждый.

Для питания проектируемых потребителей 0,4 кВ предусматривается установка распределительного щита (ЩР) 0,4 кВ в расширяемой части здания ОПУ. Питание основного ввода ЩР предусматривается от проектируемого трансформатора собственных нужд ТСН-3 мощностью 100 кВА, установленного в проектируемой ячейке ЗРУ-35 кВ.

Для поддержания I и II категории электроснабжения проектируемых потребителей 0,4 кВ шкафа ЩР предусматривается:

- блок АВР 0,4 кВ на вводе шкафа ЩР;
- резервный ввод шкафа ЩР от секции шин существующего ЩСН.

От щита распределительного (ЩР) 0,4 кВ проектом предусматривается питание шкафа обогрева и питания приводов выключателей и разъединителей 110 кВ и 35 кВ, собственных нужд проектируемого силового трансформатора, устанавливаемых шкафов в расширяемой части здания ОПУ.

Схему щита распределительного (ЩР) ПС 110 кВ Нижний Бестях см. ТЭП-28201/216-ПС-2025-КД.ГЧ5.

План расположения существующих и проектируемых шкафов ОПУ ПС 110 кВ Нижний Бестях см. ТЭП-28201/216-ПС-2025-КД.ГЧ4.

2.2.5 Кабельное хозяйство

Согласно п.6.2.3 «Норм технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ» кабели должны применяться с изоляцией, не распространяющей горение (с индексом нг-LS).

В качестве проектных решений для силовых кабельных сетей применяются кабели силовые с медными жилами с изоляцией из ПВХ пластиката пониженной пожароопасности с низким дымо- и газовыделением ВВГнг-LS. Прокладка проектируемых силовых и контрольных кабельных линий на ОРУ предусматривается в железобетонных существующих и проектируемых кабельных лотках, а также в металлических кабельных лотках. Прокладка проектируемых кабельных линий в ОПУ выполняется в существующих и проектируемых кабельных каналах здания ОПУ, а также по кабельным кабеленесущим конструкциям под зданием.

2.3 Общие требования к основному электротехническому оборудованию

Все виды основного электротехнического оборудования должны соответствовать ниже перечисленным общим требованиям (если в специальных технических требованиях не указано иное).

Сертификация должна быть проведена в соответствии с «Правилами по сертификации. Система сертификации ГОСТ Р. Правила проведения сертификации электрооборудования. Госстандарт России, Москва, 1999.

Оборудование должно соответствовать требованиям «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ) (7-е издание) и требованиям стандартов МЭК и ГОСТ, указанных в тексте.

Все поставляемое оборудование должно быть ранее не использованным и обеспечивать выполнение настоящих требований, в том числе документ «Единое положение о закупке продукции для нужд Группы РусГидро»

2.3.1 Комплектность запасных частей, расходных материалов, принадлежностей.

Подрядчик должен предоставить комплект запасных частей, расходных материалов и принадлежностей (ЗИП).

Объем запасных частей указан в перечнях с составом поставляемого оборудования и ЗИП в соответствующих разделах ТЧЗД.

2.3.2 Упаковка, транспортирование, условия и сроки хранения

Упаковка, маркировка, временная антикоррозионная защита, транспортирование, условия и сроки хранения всех устройств, запасных частей и расходных материалов должны соответствовать требованиям, указанным в технических условиях изготовителя изделия и требованиям ГОСТ 18620, ГОСТ 14192, ГОСТ 23216, ГОСТ 24634 или по требованиям МЭК.

2.3.3 Гарантийные обязательства

Гарантия на поставляемое оборудование должна распространяться не менее чем на 36 месяцев. Время начала исчисления гарантийного срока – с момента ввода оборудования в эксплуатацию.

Подрядчик должен бесплатно и в определенные сроки устранять любые дефекты в поставляемом оборудовании, выявленные в период гарантийного срока.

В случае выхода из строя оборудования Подрядчик обязан направить своего представителя для участия в составлении акта, фиксирующего дефекты, согласования порядка и сроков их устранения не позднее 10 дней со дня получения письменного извещения Заказчика. Гарантийный срок в этом случае продлевается соответственно на период устранения дефектов.

Подрядчик должен обеспечить послегарантийное обслуживание на весь период эксплуатации на заранее оговоренных условиях.

Изоляция – в соответствии с требованиями ГОСТ 1516.3-96;

Удельная длина пути утечки внешней изоляции - не менее 2,25 см/кВ;

Категория размещения и климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69–У3;

Диапазон рабочих температур: -60...+40°C;

Высота установки над уровнем моря – до 1000 м;

Сейсмостойкость – 7 баллов по шкале MSK;

Требования по экологии

Напряжение радиопомех (НРП), измеренное при 1,1 наибольшего рабочего напряжения - не более 2500 мкВ.

2.3.4 Требования к надежности и живучести оборудования

Оборудование должно функционировать в непрерывном режиме круглосуточно в течение установленного срока службы (до списания), который (при условии проведения требуемых технических мероприятий по обслуживанию) должен быть не менее 30 лет.

2.3.5 Состав технической и эксплуатационной документации

По всем видам оборудования Подрядчик должен предоставить на момент поставки полный комплект технической и эксплуатационной документации на русском языке, подготовленной в соответствии с ГОСТ 34.003-90, ГОСТ 34.201-89, ГОСТ 27300-87, ГОСТ 2.601, в составе, необходимом для проектирования, монтажа, наладки, пуска, сдачи в эксплуатацию, обеспечения правильной и безопасной эксплуатации, технического обслуживания поставляемого оборудования.

Предоставляемая Подрядчиком техническая и эксплуатационная документация должна включать:

- техническое описание;
- каталог деталей и сборочных чертежей;
- инструкция по монтажу, наладке, пуску и сдаче оборудования в эксплуатацию;
- руководство по эксплуатации;
- формуляр;
- паспорт;
- этикетка;
- нормы расхода запасных частей;
- нормы расхода материалов;
- ведомость ЗИП;
- ведомость эксплуатационных документов;
- исполнительная документация в 5-ти экз. на бумажном носителе и 2-х экз. в электронном виде

Требования к заводским испытаниям основного электротехнического оборудования.

Для подтверждения соответствия техническим требованиям Подрядчик должен обеспечить необходимые условия приемки Заказчиком основного оборудования до поставки его Заказчику в соответствии с Программой и методикой заводских испытаний.

Заводские испытания всех видов оборудования должны проводиться по Программе и методике. Подрядчик должен разработать и согласовать Программу и методику заводских испытаний с Заказчиком не позднее, чем за месяц до начала испытаний.

Продолжительность проведения заводских испытаний должна определяться Программой и методикой испытаний и должна быть достаточной для проведения всех определенных Программой испытаний.

Проект программы и методики заводских испытаний и техническая документация, должны представляться Заказчику на бумажных и электронных носителях.

До начала проведения испытаний Заказчиком, Изготовитель должен провести весь комплекс испытаний по согласованной Программе и методике и представить Заказчику все протоколы испытаний, а также протоколы испытаний, осуществленных при изготовлении и настройке оборудования, протоколы его сертификационных испытаний.

Объем испытаний, которые должны быть проведены в его присутствии, определяется Заказчиком.

Количество участников заводских испытаний от Заказчика должно составлять не менее пяти специалистов.

Результаты заводских испытаний Заказчика оформляются соответствующими протоколами.

Изготовитель должен в согласованные сроки устранить выявленные замечания и провести повторную проверку по ним. Заказчик определяет необходимость проведения повторных испытаний и присутствие его представителей.

2.3.6 Состав и объем поставки основного оборудования для ПС 110 кВ Нижний Бестях

Таблица 2.1 Основное оборудование, устанавливаемое в рамках данного проекта

№ п/п	Наименование оборудования	Единица измерения	Кол- во	Предлагаемое к поставке оборудование (заполняется Участником)
	Электротехническое оборудование 1 этапа			
1	Закрытое распределительное устройство 35 кВ наружного исполнения в составе:	компл.	1	п. 2.4.11
1.1	Ячейка ЗРУ 35 кВ с силовым трансформатором марки ТС-100/35/0,4	шт.	1	
1.2	Ячейка ЗРУ 35 кВ переходная для ТС	шт.	1	
1.3	Ячейка ЗРУ 35 кВ отходящей линии	шт.	1	

№ п/п	Наименование оборудования	Единица измерения	Кол-во	Предлагаемое к поставке оборудование (заполняется Участником)
1.4	Ячейка ЗРУ 35 кВ с трансформатором напряжения 35 кВ	шт.	1	
1.5	Ячейка ЗРУ 35 кВ вводная	шт.	1	
2	Блочно-модульное здание (расширение существующего здания)	шт.	1	
	ДхШхВ, мм – 6750х11250х3400 (5 модулей 2250х6750)			
	<u>Шкафы подстанционные</u>			
3	Шкаф распределительный 0,4 кВ с АВР (ШхГхВ, мм – 800х600х2000) внутреннего исполнения	шт.	1	
	<u>Контактно-зажимная арматура</u>			
4	Зажим аппаратный А2А-400-3Т	шт.	3	
5	Гирлянда изоляторов 35 кВ	шт.	3	
	<u>Неизолированные провода и шины</u>			
6	Гибкая ошиновка 110 кВ проводом марки АС-500/27	м.	50	
	<u>Электромонтажные устройства и изделия</u>			
7	Автоматический выключатель в литом корпусе In=200 А, Ir = 200 А, Isd = 500 А	шт.	1	
8	Автоматический выключатель модульный двухполюсный Inom=10 А, для постоянного тока, хар-ка С	шт.	2	
9	Кабельная консоль L=400 мм	шт.	153	
10	Профиль металлический L=1000 мм	шт.	51	
11	Лоток кабельный лестничный (ШхВхД, - 200х100х3000)	шт.	45	
12	Муфта кабельная концевая для пятижильного кабеля сечением 35 мм ²	шт.	4	
13	Наконечник кабельный	шт.	30	
14	Наконечник кабельный	шт.	10	
15	Металлорукав герметичный в ПВХ изоляции 25 мм	м	5	
	<u>Кабельно-проводниковая продукция</u>			
16	Кабель силовой с медными жилами с изоляцией из ПВХ пластика пониженной пожароопасности с низким дымо- и газовыделением	м	20	
17	Кабель силовой с медными жилами с изоляцией из ПВХ пластика пониженной пожароопасности с низким дымо- и газовыделением	м	100	
18	Кабель силовой с медными жилами с изоляцией из ПВХ пластика пониженной пожароопасности с низким дымо- и газовыделением	м	180	

№ п/п	Наименование оборудования	Единица измерения	Кол- во	Предлагаемое к поставке оборудование (заполняется Участником)
19	Кабель силовой с медными жилами с изоляцией из ПВХ пластика пониженной пожароопасности с низким дымо- и газовыделением	м	5	
	<u>Противопожарные материалы</u>			
20	Противопожарное покрытие для кабелей	кг.	2,5	
21	Система обогрева противопожарных резервуаров, совместно со шкафом управления	компл.	1	
	Электротехническое оборудование 2 этапа			
1	Трансформатор силовой трехфазный марки ТДТН-40000/110/35/10 U _{ВН} =110 кВ, U _{СН} =35 кВ, U _{НН} =10 кВ, S _{НОМ} =40 МВА	шт.	1	п. 2.4.10
2	<u>Комплектная трансформаторная подстанция (КТПБ) 110 кВ в составе:</u>	компл.	1	
	<u>Высоковольтное электротехническое оборудование КТПБ 110 кВ</u>			
2.1	Блок выключателя 110 кВ в составе:	компл.	1	п. 2.4.1
2.1.1	Выключатель трехполюсный элегазовый колоноковый 110 кВ с приводом	шт.	1	
	U _{НОМ} =110 кВ; I _{НОМ} =2500 А; I _{терм} =40 кА			
2.1.2	Металлоконструкция высотой 1900 мм	шт.	1	
2.1.3	Привод пружинный трехфазный ППрА	шт.	1	
2.2	Блок разъединителя 110 кВ в составе:	компл.	2	п. 2.4.2
2.2.1	Трехполюсный разъединитель с 1 комплектом заземляющих ножей и эл.двигат. приводами U _{НОМ} =110 кВ; I _{НОМ} =1250 А; I _{терм} =40 кА	шт.	1	
2.2.2	Металлоконструкция высотой 2325 мм	шт.	1	
2.2.3	Привод двигательный ПД-400	шт.	2	
2.2.4	Шкаф дистанционного управления разъединителем 110 кВ	шт.	1	
2.3	Блок трансформаторов тока 110 кВ в составе:	компл.	1	п. 2.4.3
2.3.1	Трансформаторы тока 110 кВ опорного типа Классы точности: 0,2S/0,2S/10PR/10PR/10PR Коэффициент трансформации: 600-1200/5	шт.	3	
2.3.2	Металлоконструкция высотой 1900 мм	шт.	1	
2.3.3	Комплект кабельных лотков	компл.	1	
2.4	Блок трансформаторов напряжения 110 кВ в составе:	компл.	1	п. 2.4.4
2.4.1	Трансформаторы напряжения 110 кВ Классы точности: 0,2/0,2/3P Коэффициент трансформации (0,2): 110000/100/√3 В Коэффициент трансформации (3P): 110000/100 В	шт.	3	

№ п/п	Наименование оборудования	Единица измерения	Кол- во	Предлагаемое к поставке оборудование (заполняется Участником)
2.4.2	Металлоконструкция высотой 1900 мм	шт.	1	
2.4.3	Комплект кабельных лотков	компл.	1	
2.5	Блок ограничителей перенапряжения 110 кВ в составе:	компл.	1	п. 2.4.5
2.5.1	Ограничители перенапряжения 110 кВ	шт.	3	
2.5.2	Металлоконструкция высотой 3500 мм	шт.	1	
2.6	Блок заземлителя нейтрали силового трансформ. 110 кВ в составе:	компл.	1	п. 2.4.6
2.6.1	Заземлитель нейтрали силового трансформ. 110 кВ с ручным приводом	шт.	1	
2.6.2	Ограничитель перенапряжения нелинейный 110 кВ	шт.	1	п. 2.4.7
2.6.3	Металлоконструкция высотой 3500 мм	шт.	1	
	<u>Шкафы подстанционные КТПБ 110 кВ</u>			
2.7	Шкаф зажимов выключателя 110 кВ	шт.	1	
2.8	Шкаф обогрева и питания приводов выключателя и разъединителей в составе:	шт.	1	
	- Корпус сварной навесной 1200x600x300 мм	шт.	1	
	- Выключатель-разъединитель модульный трехполюсный I _{ном} =25 А	шт.	1	
	- Автоматический выключатель модульный однополюсный I _н =16 А, хар-ка В	шт.	1	
	- Автоматический выключатель модульный однополюсный I _н =6 А, хар-ка В	шт.	5	
	- Автоматический выключатель модульный трехполюсный I _н =16 А, хар-ка В	шт.	4	
2.9	Шкаф зажимов трансформатора тока 110 кВ	шт.	1	
2.10	Шкаф зажимов трансформатора напряжения 110 кВ	шт.	1	
	<u>Контактно-зажимная арматура КТПБ 110 кВ</u>			
2.11	Зажим аппаратный А2А-120-2Т	шт.	6	
2.12	Зажим аппаратный А4А-120-2Т	шт.	29	
2.13	Зажим ответвительный прессуемый ОА-120-1	шт.	10	
2.14	Зажим ответвительный прессуемый разъемный РОА-120-1	шт.	9	
2.15	Гирлянда изоляторов 110 кВ натяжная	шт.	20	
2.16	Зажим ответвительный для круглой шины ЖОС-11-150	шт.	1	
	<u>Неизолированные провода и шины КТПБ 110 кВ</u>			
2.17	Комплект гибкой ошиновки 110 кВ проводом марки АС-120/19	м.	400	
	<u>Высоковольтное электротехническое оборудование 35 кВ</u>			
3	Блок разъединителя 35 кВ в составе:	компл.	1	п. 2.4.8

№ п/п	Наименование оборудования	Единица измерения	Кол-во	Предлагаемое к поставке оборудование (заполняется Участником)
3.1	Трехполюсный разъединитель с 2 комплектами заземляющих ножей и эл.двигат. приводами Уном=35 кВ; Iном=1000 А; Iтерм=20 кА	шт.	1	
3.2	Металлоконструкция высотой 3400 мм	шт.	1	
3.3	Переходная пластина для крепления к фундаменту	шт.	2	
3.4	Привод двигательный	шт.	3	
3.5	Шкаф дистанционного управления разъединителем 35 кВ (ВБУ)	шт.	1	
4	Блок ограничителей перенапряжения 35 кВ в составе:	компл.	1	п. 2.4.9
4.1	Ограничители перенапряжения 35 кВ	шт.	3	
4.2	Опорные изоляторы 35 кВ совместно с опорным зажимом под один провод марки АС-500/27	шт.	3	
4.3	Металлоконструкция высотой 3500 мм	шт.	1	
4.4	Переходная пластина для крепления к фундаменту	шт.	2	
	<u>Контактно-зажимная арматура РУ 35 кВ</u>			
5	Зажим аппаратный А2А-400-3Т	шт.	9	
6	Зажим ответвительный прессуемый ОА-400-1	шт.	6	
7	Гирлянда изоляторов 35 кВ натяжная	шт.	20	
8	Зажим аппаратный прессуемый А4А-400-3Т	шт.	3	
9	Контактный переход КП-01	шт.	3	
10	Контактный переход КП-02	шт.	1	
	<u>Неизолированные провода и шины РУ 35 кВ</u>			
11	Гибкая ошиновка 35 кВ проводом марки АС-500/27	м.	320	
12	Зажим шлейфовый ШС-15,2-04	шт.	3	
	<u>Осветительное оборудование</u>			
9	Светодиодный светильник, мощность 50 Вт, IP66	шт.	6	
	<u>Электромонтажные устройства и изделия</u>			
10	Металлорукав герметичный в ПВХ изоляции 20 мм	м.	115	
11	Металлорукав герметичный в ПВХ изоляции 25 мм	м	80	
12	Кабельная стяжка КСС 5х200	шт.	100	
13	Труба гофрированная двустенная ПНД 50	м.	10	
14	Распределительная коробка 100х100х50 мм	шт.	3	
15	Лоток металлический неперфорированный Н=100 мм, В=300 мм, L=3000 мм	шт.	4	
16	Крышка лотка В=300 мм, L=3000 мм	шт.	4	
17	Перегородка Н=100 мм	шт.	4	
18	Т-отвод для лотка Н=100 мм, В=300 мм	шт.	1	
19	Крышка Т-отвода В=300 мм	шт.	1	

№ п/п	Наименование оборудования	Единица измерения	Кол- во	Предлагаемое к поставке оборудование (заполняется Участником)
20	Заглушка лотка Н=100 мм, В=300 мм	шт.	2	
21	Угол горизонтальный 90 град. Н=100 мм, В=300 мм	шт.	1	
22	Крышка угла горизонтального 90 град. В=300 мм	шт.	1	
23	Муфта металлорукав-короб 20 мм	шт.	2	
24	Муфта металлорукав-короб 25 мм	шт.	4	
25	Наконечник кабельный	шт.	100	
26	Наконечник кабельный	шт.	100	
	<u>Кабельно-проводниковая продукция</u>			
27	Кабель силовой с медными жилами с изоляцией из ПВХ пластиката пониженной пожароопасности с низким дымо- и газовыделением	м	150	
28	Кабель силовой с медными жилами с изоляцией из ПВХ пластиката пониженной пожароопасности с низким дымо- и газовыделением	м	240	
29	Кабель силовой с медными жилами с изоляцией из ПВХ пластиката пониженной пожароопасности с низким дымо- и газовыделением	м	215	
	<u>Противопожарные материалы</u>			
30	Противопожарное покрытие для кабелей	кг.	1,15	
31	Песок средней крупности	м3	0,9	
	<u>Грозозащитное оборудование</u>			
21	Грозозащитный трос	м	50	

– Опорные металлоконструкции, необходимые для установки проектируемого оборудования, должны быть совместимы с данным оборудованием. Металлоконструкции должны быть того же производителя, что и электротехническое оборудование.

Таблица 2.2 Основное оборудование, демонтируемое в рамках данного проекта

№ п/п	Наименование оборудования	Единица измерения	Кол- во	Примечание
Демонтажные работы строительных конструкций на ОРУ				
1	Демонтаж существующего резервуара маслосборника 100 м ³	шт./т	1/ 7,0	
2	Демонтаж фундамента под резервуар маслосборника 100 м ³	м ³	41,6	
3	Демонтаж части ограждения вблизи ЗРУ 35 кВ	шт./ т	5/ 10,5	
4	Демонтаж стороны ограждения,	шт./	18/	

№ п/п	Наименование оборудования	Единица измерения	Кол-во	Примечание
	смежной с проектируемым оборудованием 110 кВ	кг	37,8	
5	Опора металлическая под однополюсные разъединители 35 кВ	шт./ кг	1/ 101,43	
6	Опора металлическая под масляный заземляющий реактор марки ЗРОМ-550/35	шт./ кг	1/ 90,74	
7	Фундамент под однополюсные разъединители 35 кВ	м ³	1,0	
8	Лежень ЛЖ-44 под масляный заземляющий реактор марки ЗРОМ-550/35	шт./ м ³	2/0,96	
Демонтажные работы на открытой части 2 этапа строительства				
9	Демонтаж маслянных заземляющих реакторов марки ЗРОМ-550/35	шт.	2	
10	Демонтаж однополюсных разъединителей 35 кВ	шт.	3	
11	Демонтаж перемычек гибкой ошиновки 35 кВ проводом АС-120/19	шт./м.	5/25	
12	Демонтаж (с последующим переносом) гирлянд изоляторов 110 кВ на существующей опоре ВЛ 110 кВ	шт.	3	
13	Демонтаж светильников с молниеприемника М1 (30,6 м)	шт.	3	
Демонтажные работы в здании ОПУ 1 этапа строительства				
14	Демонтаж автоматического выключателя 0,4 кВ QF8 марки iC60H, 63 А в щите СНЗ здания ОПУ	шт.	1	
15	Демонтаж автоматического выключателя 0,4 кВ 1QF5 марки PL7-C4/2-DC, 4 А в щите ЩР №1 здания ОПУ	шт.	1	
16	Демонтаж автоматического выключателя 0,4 кВ 2QF18 марки PL7-C4/2-DC, 6 А в щите ЩР №2 здания ОПУ	шт.	1	

2.4 Требования к техническим характеристикам основного оборудования

2.4.1 Требования к техническим характеристикам колонкового выключателя 110 кВ

Для строительства	ПС 110/35/10 Нижний Бестях
	(наименование объекта)
Количество	1 (один) трехфазный комплект
Срок поставки	Указывается подрядчиком
Адрес объекта	Российская Федерация, Республика Саха (Якутия), Мегино-Кангаласский, поселок городского типа Нижний Бестях

Таблица 2.3 Требования к техническим характеристикам колонкового выключателя 110 кВ

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
Основные параметры			
1.	Изготовитель	*	
2.	Заводской тип (марка)	*	
3.	Номинальное напряжение, кВ	110	
4.	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126	
5.	Номинальная частота, Гц	50	
6.	Номинальный ток, А, не менее	2500	
7.	Номинальный ток отключения, кА, не менее	40	
Номинальные значения климатических факторов внешней среды по ГОСТ 15150–69			
8.	Климатическое исполнение (У, УХЛ) и категория размещения по ГОСТ 15150-69	УХЛ1	
9.	Верхнее рабочее значение температуры окружающего воздуха, °С	+40	
10.	Нижнее рабочее значение температуры окружающего воздуха, °С	-60	
11.	Толщина стенки гололеда, мм, не менее	20	
12.	Допустимая скорость ветра при наличии гололеда, м/с, не менее	15	
13.	Допустимая скорость ветра при отсутствии гололеда, м/с, не менее	40	
14.	Высота установки над уровнем моря, не более, м	1000	
15.	Сейсмичность района, баллов по шкале MSK–64, не менее	7	
Требования к электрической прочности изоляции по ГОСТ 1516.3 –96 (таблица Г.6), в т.ч.:			
16.	Испытательное напряжение полного грозового импульса, кВ		
	- относительно земли и между фазами (полюсами);	450	
	- между контактами:	-	
	- с повышением уровня изоляции;	520	
	- без повышения уровня изоляции.	450	
17.	Испытательное одноминутное переменное напряжение, кВ		
	- относительно земли и между контактами (в сухом состоянии/под дождем)	230/200	
18.	Удельная длина пути утечки внешней изоляции (по ГОСТ 9920–89 и ПУЭ 7-го издания), см/кВ, не менее	2,25	
Требования к стойкости при сквозных токах КЗ			
19.	Ток термической стойкости, кА, не менее	40	
20.	Время протекания тока термической стойкости, с	3	
21.	Наибольший пик тока электродинамической стойкости, кА, не менее	102	
Требования к коммутационной способности			
22.	Наибольший пик тока включения, кА, не менее	102	
23.	Начальное действующее значение периодической составляющей тока включения, кА, не менее	40	
24.	Содержание апериодической составляющей, %, не менее	*	
25.	Нормированный ток отключения в условиях рассогласования фаз, кА, не менее (для напряжения 110 кВ и более)	*	
26.	Емкостной ток ненагруженных линий, отключаемый без повторных пробоев, А, не более 1)	*	
27.	Ресурс по коммутационной стойкости (для каждого полюса), не менее:		

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
	- количество операций «О» («В») при токе отключения (включения) равно 1,0 $I_{н.ном.}$	15(8)	
28.	Возможность реализации коммутационного цикла 1а для работы при АПВ О – $t_{от}$ – ВО – 20с – ВО (только для $U_{ном} \leq 220$ кВ) (да, нет)	нет	
Требования к механическим характеристикам			
29.	Бестоковая пауза при быстродействующем автоматическом повторном включении, с	0,3	
30.	Разновременность включения полюсов, с, не более	0,005	
31.	Разновременность отключения полюсов, с, не более	0,0033	
Требования к конструкции			
32.	Конструктивное исполнение (баковый, колонковый)	колонковый	
33.	Необходимость пополюсного управления (да, нет)	нет	
34.	Вид привода (пружинный, гидравлический, гидропружинный)	пружинный	
35.	Энергия привода, кДж	*	
36.	Количество дугогасительных разрывов на полюс	*	
37.	Изоляционная и дугогасительная среда (SF_6 , SF_6+N_2 , $SF_6 + CF_4$)	*	
38.	Избыточное давление элегаза или смеси при температуре +20°C, МПа	*	
39.	Расход на утечки от массы элегаза или смеси в год, %, не более	0,5	
40.	Металлические части, подвергающиеся воздействию климатических факторов внешней среды, должны иметь защитные покрытия с учетом условий эксплуатации и срока службы выключателя	да	
41.	Материал изоляторов вводов (фарфор, полимер)	*	
42.	Цвет изоляторов вводов	*	
43.	Допустимая величина механической нагрузки от тяжения проводов в горизонтальной плоскости, Н, не менее:		
	- направление А	1000	
	- направление В	750	
44.	Габаритные размеры (длина / ширина / высота), м	*	
45.	Масса выключателя с приводом, кг	*	
46.	Масса элегаза (смеси), кг	*	
Технические характеристики привода			
47.	Номинальное напряжение цепей управления (постоянный ток), $U_{п.ном.}$, В	220	
48.	Диапазон изменения напряжения постоянного тока цепей управления, % от номинального значения, не менее:		
49.	- для цепей отключения	70-110	
50.	- для цепей включения	85-105	
51.	Ток в цепи управления привода полюса при номинальном напряжении, А, не более	6	
52.	Количество электромагнитов отключения, шт.	2	
53.	Количество электромагнитов включения, шт.	1	
54.	Напряжение срабатывания электромагнитов управления, В, не менее	121 (не менее 0.55 $U_{п.ном.}$)	

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
55.	Напряжение срабатывания реле, действие которых может привести к ложному срабатыванию коммутационных аппаратов (например, выходные реле защит, РКВ, РКО и т.д.), не менее В (для напряжения 110 кВ и более)	132 (не менее 0.6 Уп.ном)	
56.	Напряжение питания обогревателей (~ 400, 230), В	~ 230	
57.	Номинальная мощность подогревательных устройств, Вт	*	
58.	Напряжение питания электродвигателей привода (~ 400, 230), Уп.ном., В	*	
59.	Диапазон изменения напряжения цепи двигателя завода пружин, % от номинального значения Уп.ном	85-110	
60.	Ток, потребляемый электродвигателем привода (пусковой/установившийся) А, не более	*	
Требования по надежности			
61.	Гарантийный срок эксплуатации выключателя с даты ввода в эксплуатацию, лет, не менее	5	
62.	Ресурс по механической стойкости, циклов В – тбт – О без тока в главной цепи, не менее	10 000	
63.	Срок службы до среднего ремонта, лет, не менее	15	
64.	Срок службы, лет, не менее	30	
65.	Удельная стоимость сервисного послегарантийного обслуживания выключателя изготовителем или авторизованным сервисным центром, руб/год	*	
66.	Поставка любых запасных частей, ремонт и/или замена любого блока оборудования в течение 20 лет с даты окончания гарантийного срока (да, нет)	да	
67.	Срок поставки запасных частей для оборудования не более 6 месяцев с момента подписания договора на их покупку (да, нет)	да	
Требования по безопасности			
68.	Контактная площадка для подсоединения заземляющего проводника и заземляющий зажим (зажимы) (да, нет)	да	
69.	Знак заземления возле контактной площадки (да, нет)	да	
70.	Степень защиты оболочки шкафов приводов и шкафов управления, не менее	IP54	
71.	Наличие сертификата соответствия (декларации о соответствии) требованиям безопасности в системе ГОСТ Р (да, нет)	Да, обязательно на момент поставки	
Требования по экологии			
72.	Напряжение радиопомех (НРП), измеренное при 1,1 наибольшего рабочего напряжения, не более мкВ	2500	
73.	Уровень шума, создаваемый выключателем при срабатывании, Дб, не более	*	
Комплектность выключателя			
74.	Выключатель с приводами и опорными металлоконструкциями (размеры и конструкция согласовываются дополнительно) (да, нет)	да	
75.	Агрегатный шкаф управления (да, нет)	нет	
76.	Элегаз (смесь) для первичной заправки, с обязательным предоставлением сертификатов качества (да, нет)	да	

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
77.	Одиночный комплект ЗИП (перечень после таблицы) (да, нет)	да	
78.	Комплект эксплуатационной документации на русском языке (количество экземпляров)	3	
79.	Испытательное и наладочное оборудование (перечень после таблицы) (да, нет)	да	
80.	Металлоконструкция высотой 1900 мм	да	
Приборы и сервисные устройства			
81.	Счетчики числа срабатываний выключателя (да, нет)	да	
82.	Устройство учета коммутационного ресурса (да, нет)	*	
83.	Манометрический индикатор плотности элегаза с температурной компенсацией и блок–контактами для сигнализации о снижении давления и запрещения оперирования выключателем, на каждый полюс выключателя не требующий метрологического обслуживания (да, нет)	да	
84.	Устройство синхронной коммутации (да, нет)	нет	
85.	Предвключаемые резисторы	нет	
86.	Устройство подпитки элегазом (смесью) (да, нет)	да	
87.	Индикатор нарушения цепей подогрева шкафа управления (да, нет)	да	
88.	Разъемы автономной герметизации элегаза (да, нет)	да	
89.	Реле против «прыгания» (да, нет)	да	
90.	Наличие предохранительных клапанов (мембран) для каждого полюса выключателя (да, нет)	да	
91.	Срок службы предохранительной мембраны, лет, не менее	30	
92.	Контактные зажимы выводов выключателя (да, нет)	да	
93.	Механический указатель включенного и отключенного положений (да, нет)	да	
94.	Число свободных вспомогательных нормально открытых (НО) блок–контактов	4	
95.	Число свободных вспомогательных нормально закрытых (НЗ) блок–контактов	4	
96.	Переключатель управления – местное/дистанционное (да, нет)	Да	
97.	Кнопки местного управления выключателем (да, нет)	Да	
98.	Съемное приспособление для ручного неоперативного включения (да, нет)	Да	
Маркировка, упаковка, транспортировка, условия хранения			
99.	Маркировка, упаковка и консервация по ГОСТ Р 52565–2006, ГОСТ 14192, ГОСТ 23216 и ГОСТ 15150–69 (да, нет)	Да	
100.	Условия транспортирования	*	
101.	Наличие шок-индикатора на упаковке	Да	
102.	Затраты на растаможивание, доставку и разгрузку включены в стоимость оборудования	Да, поставщик	
103.	В процессе транспортирования и хранения оборудование должно быть законсервировано и приняты меры для его защиты от механических повреждений и воздействия факторов окружающей среды (да, нет)	да	

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
104.	Выключатели должны транспортироваться при пониженном избыточном давлении элегаза 0,05 МПа, или предусмотрены другие мероприятия для исключения увлажнения изоляции (да, нет)	да	
105.	Условия хранения	*	
106.	Срок хранения выключателя в упаковке изготовителя, отдельно хранящихся деталей, сборочных единиц, ЗИП, лет, не менее	2	
107.	Оборудование должно быть надлежащим образом подготовлено и упаковано в заводскую упаковку, обеспечивающую длительное хранение как самого оборудования, так и отдельно хранящихся деталей, сборочных единиц, ЗИП, лет	Не менее гарантийного срока	
Приемка и шеф – монтажные работы			
108.	Участие не более 4-х представителей Заказчика в заводских приемо – сдаточных испытаниях в объеме, отраженных в п.8.2.2 ГОСТ Р 52565 (в т.ч. проезд, проживание, страховка, плата за визы, суточные) включено в стоимость оборудования (да, нет)	да	
109.	Шеф–монтажные и пуско–наладочные работы с участием аттестованного заводом – изготовителем специалиста включены в стоимость оборудования (да, нет)	да	
Требования к сервисным центрам производителя на территории РФ			
110.	Наличие помещения, склада запасных частей, ремонтной базы и разрешительной документации для осуществления гарантийного и послегарантийного обслуживания и ремонта (да, нет)	да	
111.	Наличие аккредитации сервисного центра для осуществления технического обслуживания и ремонта оборудования (да, нет)	да	
112.	Наличие возможности организации обучения и периодической аттестации персонала эксплуатирующей организации с выдачей сертификатов на территории РФ (да, нет)	да	
113.	Наличие в аварийном резерве завода-изготовителя или сервисного центра запчастей для оперативного устранения дефектов оборудования (да, нет)	да	
114.	Наличие консультационного подразделения, работающего в режиме «on – line» (да, нет)	да	
115.	Обеспечение срочного прибытия специалистов сервисного центра с необходимым оборудованием, инструментами и запасными частями на объекты для выполнения ремонтов на месте в течение не более 72 часов с момента вызова (да, нет)	да	

Минимальный перечень индивидуального комплекта ЗИП:

- манометрический датчик плотности элегаза (циферблатный денсиметр) – 1шт.;
- разрывная мембрана в сборе – 1 шт.;
- вспомогательные блок–контакты для привода – 1 блок;
- катушка включения – 2 шт.;

- катушка отключения – 2 шт;
- электропривод завода – 1 шт.;
- элегаз (или смесь) в количестве, достаточном для полной заправки одного полюса.

Примечания:

1. Параметры, отмеченные *, должны быть представлены участником конкурса.
2. Во всем неоговоренном выключатели должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 52565–2006.
3. Участник конкурса должен представить в составе конкурсного предложения сразу после таблицы технических требований к выключателям копии следующих документов:
 - Сертификат соответствия (декларацию о соответствии) требованиям безопасности в системе ГОСТ Р (весь документ).

2.4.2 Требования к техническим характеристикам трехполюсного разъединителя 110 кВ

Для строительства	ПС 110/35/10 кВ Нижний Бестях (наименование объекта)
Количество	Разъединитель горизонтально-поворотный трехполюсный 110 кВ с одним заземляющим ножом – 2 компл.
Срок поставки	Указывается подрядчиком
Адрес объекта	Российская Федерация, Республика Саха (Якутия), Мегино-Кангаласский, поселок городского типа Нижний Бестях

Таблица 2.4 Требования к техническим характеристикам трехполюсного разъединителя 110 кВ

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
Основные параметры			
1.	Изготовитель	*	
2.	Заводской тип (марка)	*	
3.	Номинальное напряжение, кВ	110	
4.	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126	
5.	Номинальная частота, Гц	50	
6.	Номинальный ток, А	1250	
Номинальные значения климатических факторов внешней среды по ГОСТ 15150-69			
7.	Климатическое исполнение (У, ХЛ) и категория размещения	ХЛ1	
8.	Верхнее рабочее значение температуры окружающего воздуха, °С	+40	
9.	Нижнее рабочее значение температуры окружающего воздуха, °С	-60	
10.	Толщина стенки гололеда (1, 10, 20 мм), не менее	20	

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
11.	Допустимая скорость ветра при наличии гололеда, м/с, не менее	15	
12.	Допустимая скорость ветра при отсутствии гололеда, м/с, не менее	40	
13.	Высота установки над уровнем моря, м, не более	1000	
14.	Сейсмичность района, баллов по шкале MSK–64, не менее	7	
Требования к электрической прочности изоляции по ГОСТ 1516.3 – 96 (Таблица Г.7)			
15.	Испытательное напряжение полного грозового импульса, кВ		
	– относительно земли	450	
	– между контактами	570	
16.	Испытательное напряжение коммутационного импульса, кВ		
	– относительно земли	-	
	– между контактами	-	
17.	Кратковременное (одноминутное) испытательное напряжение промышленной частоты, кВ		
	– относительно земли (в сухом состоянии/под дождем)	230/230	
	– между разомкнутыми контактами	230	
18.	Удельная длина пути утечки внешней изоляции (по ГОСТ 9920–89 и ПУЭ 7-го издания), см/кВ, не менее	2,25	
Требования к стойкости при сквозных токах КЗ			
19.	Ток электродинамической стойкости, кА	50	
20.	Ток термической стойкости, кА	40	
21.	Допустимое время протекания тока термической стойкости для главной цепи, с	3	
22.	Допустимое время протекания тока термической стойкости для цепи заземления, с	1	
Требования к коммутационной способности			
23.	Включение и отключение тока холостого хода трансформатора, А, не менее	*	
24.	Включение и отключение зарядных токов воздушной и кабельной линии, А, не менее	*	
Требования к конструкции			
25.	Конструктивная схема исполнения (вертикально – рубящий, горизонтально – поворотный, полупантографный, пантографный)	горизонтально – поворотный	
26.	Управление разъединителем (полюсное, трехполюсное)	трехполюсное	
27.	Наличие и количество заземлителей на один полюс (нет, 1, 2)	1	
28.	Время выполнения одной операции «В» или «О» главными ножами, с, не более	*	

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
29.	Время от момента размыкания контактов до погасания дуги при отключении, с	*	
30.	Время прохождения подвижным контактом участка предварительного пробоя при включении, с	*	
31.	Вид привода разъединителя (электродвигательный, ручной)		
	– для главной цепи	электродвигательный	
	– для цепи заземления	электродвигательный	
32.	Номинальное напряжение питания электропривода (~ 400, 220), В	~ 400	
33.	Диапазон изменения напряжения цепи электропривода, % от номинального значения	85–110	
34.	Ток, потребляемый приводом полюса (пусковой / установившийся), А, не более	*/*	
35.	Возможность ручного оперирования главными и заземляющими ножами (да, нет)	Да	
36.	Возможность дистанционного оперирования разъединителем из АСУ ТП (да, нет)	Да	
37.	Напряжение питания цепей блокировки, В	Постоянное 220	
38.	Число свободных нормально открытых (НО) блок–контактов главных ножей	8	
39.	Число свободных нормально закрытых (НЗ) блок–контактов главных ножей	12	
40.	Число свободных нормально открытых (НО) блок–контактов заземляющего ножа	8	
41.	Число свободных нормально закрытых (НЗ) блок–контактов заземляющего ножа	8	
42.	Все металлические части разъединителя, включая шкафы приводов, шкафы управления и опорные металлоконструкции должны иметь стойкое антикоррозионное покрытие или быть изготовлены из материалов, не подверженных коррозии, (Да, нет)	Да	
43.	Материал изоляторов опорных и поворотных колонн (фарфор, полимер)	*	
44.	Цвет внешней изоляции	*	
45.	Допустимое значение механической нагрузки от тяжения проводов в горизонтальной плоскости (продольная нагрузка), Н, не менее	1000	
46.	Габаритные размеры (длина / ширина / высота), м	*/*/*	
47.	Масса разъединителя, кг	*	
48.	Масса привода, кг	*	

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
49.	При отсутствии управления разъединителем и заземляющим ножом из АСУ ТП: наличие электромагнитной блокировки (Да, нет)	Да	
50.	При наличии управления разъединителем и заземляющим ножом из АСУ ТП: возможность управления реле блокировки из АСУ ТП (да, нет)	Да	
51.	Наличие защиты электродвигателей привода (да, нет)	Да	
52.	Наличие защиты вторичных цепей (да, нет)	Да	
Требования по надежности			
53.	Класс разъединителя по механической износостойкости	M2	
54.	Ресурс по механической стойкости, число циклов В–О, не менее	10 000	
55.	Гарантийный срок эксплуатации разъединителя с даты ввода в эксплуатацию, лет, не менее	5	
56.	Срок службы до среднего ремонта, лет	*	
57.	Срок службы, лет, не менее	30	
58.	Удельная стоимость сервисного послегарантийного обслуживания разъединителя изготовителем или авторизованным сервисным центром, руб/год	*	
59.	Поставка любых запасных частей, ремонт и/или замена любого блока оборудования в течение 20 лет с даты окончания гарантийного срока (да, нет)	да	
60.	Срок поставки запасных частей для оборудования не более 6 месяцев с момента подписания договора на их покупку (да, нет)	да	
Требования по безопасности			
61.	Указатель включенного и отключенного положения разъединителя в приводе (да, нет)	да	
62.	Фиксация включенного и отключенного положений (да, нет)	да	
63.	Блокировка включения заземлителя при включенном положении разъединителя (да, нет)	да	
64.	Блокировка включения разъединителя при включенном положении заземлителя (да, нет)	да	
65.	Коэффициент запаса механической прочности изоляторов разъединителей, не менее		
	- для фарфоровой изоляции	2	
	- для полимерной изоляции	1,5	
66.	Степень защиты шкафа привода и шкафа управления, не ниже	IP55	
67.	Наличие сертификата соответствия (декларации о соответствии) требованиям безопасности в системе ГОСТ Р (да, нет)	Да, обязательно на момент поставки	
Требования по экологии			

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
68.	Напряжение радиопомех, создаваемых разъединителем, при 1,1 наибольшего рабочего напряжения, мкВ, не более	2500	
Комплектность разъединителя			
69.	Разъединитель с заземляющими ножами, приводами, опорными металлоконструкциями и соединительными элементами для монтажа (да, нет)	да	
70.	Выносной шкаф трехполюсного управления (да, нет)	да	
71.	Переключатель управления – местное/дистанционное (да, нет)	Да	
72.	Ключи местного управления разъединителем (да, нет)	Да	
73.	Наличие контактных клемм для крепления аппаратных зажимов (размеры согласовываются дополнительно) (да, нет)	Да	
74.	Индивидуальный комплект ЗИП (да, нет)	да	
75.	Эксплуатационная документация на русском языке (количество экземпляров), не менее	3	
76.	Металлоконструкция высотой 2325 мм	да	
77.	Шкаф дистанционного управления разъединителя 110 кВ	да	
Маркировка, упаковка, транспортировка, условия хранения			
78.	Маркировка, упаковка и консервация по ГОСТ Р 52726–2007, ГОСТ 14192, ГОСТ 23216 и ГОСТ 15150-69 (да, нет)	да	
79.	Условия транспортирования	*	
80.	В процессе транспортирования и хранения оборудование должно быть законсервировано и приняты меры для его защиты от механических повреждений и воздействия факторов окружающей среды (да, нет)	да	
81.	Условия хранения	*	
82.	Срок хранения разъединителя, отдельно хранящихся деталей, сборочных единиц, ЗИП в упаковке изготовителя, лет, не менее	*	
Приемка и шеф – монтажные работы			
83.	Участие представителей Заказчика в заводских приемо – сдаточных испытаниях (в т.ч. проезд, проживание, страховка, плата за визы, суточные) включено в стоимость оборудования (да, нет)	да	
84.	Шеф–монтажные и пуско–наладочные работы с участием аттестованного заводом – изготовителем специалиста включены в стоимость оборудования (да, нет)	да	
Требования к сервисным центрам производителя на территории РФ			

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
85.	Наличие помещения, склада запасных частей, ремонтной базы и разрешительной документации для осуществления гарантийного и послегарантийного обслуживания и ремонта (да, нет)	да	
86.	Наличие аккредитации сервисного центра и достаточного количества аттестованных предприятием – производителем специалистов для осуществления технического обслуживания и ремонта оборудования (да, нет)	да	
87.	Организация обучения и периодическая аттестация персонала эксплуатирующей организации с выдачей сертификатов (да, нет)	да	
88.	Наличие в «горячем резерве» запчастей для оперативного устранения дефектов оборудования (да, нет)	да	
89.	Наличие консультационного подразделения, работающего в режиме «on – line» (да, нет)	да	
90.	Обеспечение срочного прибытия специалистов сервисного центра с необходимым оборудованием, инструментами и запасными частями на объекты для выполнения ремонтов на месте в течение не более 72 часов с момента вызова (да, нет)	да	

Примечания:

1. Параметры, отмеченные *, должны быть представлены участником конкурса.
2. Во всем неоговоренном разъединители должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 52726–2007.
3. Участник конкурса должен представить в составе конкурсного предложения сразу после таблицы технических требований к разъединителям копии следующих документов:
 - Сертификат соответствия (декларацию о соответствии) требованиям безопасности в системе ГОСТ Р (весь документ).

2.4.3 Требования к техническим характеристикам трансформатора тока 110 кВ

Для строительства	ПС 110/35/10 кВ нижний Бестях (наименование объекта)
Количество	Трансформатор тока 110 кВ наружной установки – 3 фазы
Срок поставки	Указывается подрядчиком
Адрес объекта	Российская Федерация, Республика Саха (Якутия), Мегино-Кангаласский, поселок городского типа Нижний Бестях

Таблица 2.5 Требования к техническим характеристикам трансформатора тока 110кВ

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
Основные параметры			
1.	Изготовитель	*	
2.	Заводской тип (марка)	*	
3.	Вид внутренней изоляции (масло, масло+песок, элегазовый)	*	
4.	Тип внешней изоляции (фарфор, полимер)	*	
5.	Цвет внешней изоляции	*	
6.	Конструкция (рымовидная, звеньевая, U-образная)	*	
7.	Номинальное напряжение, кВ	110	
8.	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126	
9.	Номинальная частота, Гц	50	
10.	Номинальный ток первичной обмотки, А	600/1200	
11.	Номинальный вторичный ток, А	5	
12.	Допустимая перегрузка по первичному току, при котором сохраняется заявленный класс точности для измерительных обмоток, при температуре окружающего воздуха до + 40°C, %	20	
13.	Ток термической стойкости при длительности 3* с, кА, не менее	40	
14.	Ток электродинамической стойкости, кА, не менее	102	
15.	Количество вторичных обмоток	5	
16.	Параметры вторичных обмоток		
	Обмотка 1-2 – учет электроэнергии		
	Класс точности, %	0,2S	
	Номинальная нагрузка, ВА	30	
	Обмотка 3-5 – защита		
	Класс точности, %	10PR	
	Номинальная нагрузка, ВА	30	
17.	Коэффициент безопасности приборов обмоток для учёта и измерений, не более	5	
18.	Номинальная предельная кратность вторичных обмоток для защиты, не менее	30	
19.	Необходимость поверки класса точности обмоток для учета и измерений в процессе эксплуатации (да, нет)	да	
20.	Защитные обмотки трансформаторов тока должны обеспечивать заданный классом точности предел погрешности в переходных режимах, включая цикл АПВ, в том числе и неуспешное АПВ "КЗ – отключение - пауза 1 сек – включение (успешное и неуспешное на КЗ)" согласно требованиям МЭК 44-6 (часть 6), (да, нет)	да	
Требования к конструкции и составным частям			
21.	Наличие клемм заземления	да	

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
22.	Трансформаторы должны иметь устройство по ГОСТ 12.2.007.0 для подъема, опускания и удержания их на весу. При невозможности конструктивного выполнения таких приспособлений в руководстве по эксплуатации следует указывать места захвата трансформатора при такелажных работах	да	
23.	Металлические части трансформатора, подверженные коррозии под воздействием климатических факторов внешней среды, должны иметь защитное покрытие	да	
24.	Конструкцией трансформаторов должна быть обеспечена защита места присоединения кабелей к выводам вторичных обмоток от атмосферных осадков	да	
25.	Конструкцией трансформатора должно быть предусмотрено отдельное пломбирование выводов вторичных обмоток для учета электроэнергии	да	
26.	Значение испытательных статических нагрузок, Н, не менее	2000	
27.	Конструктивное исполнение	опорное	
28.	Контактные выводы должны быть выполнены согласно ГОСТ 10434 и ГОСТ 21242	да	
29.	Применяемые в конструкции трансформаторов материалы должны обеспечивать выполнение требований по взрыво - и пожаробезопасности	да	
30.	Герметичность конструкции (да, нет)	да	
31.	Наличие вывода для измерения tgδ изоляции (да, нет)	да	
Массо-габаритные показатели			
32.	Габаритные размеры, высота/диаметр, м	*	
33.	Масса трансформатора тока /транспортная, кг	*	
34.	Масса цветных металлов, кг (для контроля утилизации)	*	
Климатическое исполнение и стойкость к воздействию климатическим факторам по ГОСТ 15150-69 и ГОСТ 15543.1-89			
35.	Категория размещения и климатическое исполнение	УХЛ1	
36.	Температура окружающего воздуха, °С		
	- верхняя рабочая	+40	
	- нижняя рабочая	-60	
37.	Толщина стенки гололеда (1, 10, 20 мм), не менее	20	
38.	Допустимая скорость ветра при наличии гололеда, м/с, не менее	15	
39.	Допустимая скорость ветра при отсутствии гололеда, м/с, не менее	40	
40.	Высота установки над уровнем моря, м, не более	1000	

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
41.	Сейсмичность района, баллов по шкале MSK–64, не менее	7	
Требования к изоляции по ГОСТ 1516.3-96			
42.	Испытательное напряжение грозового полного импульса, кВ	450	
43.	Одноминутное испытательное напряжение 50 Гц, кВ	200/230	
44.	Коммутационное испытательное напряжение, кВ	-	
45.	Допустимые повышения напряжения по ГОСТ 1516.3 при разной длительности в соответствии с таблицей Б.1 (да, нет)	Да	
46.	Удельная длина пути утечки внешней изоляции по ПУЭ 7-го издания, см/кВ, не менее (указать максимальную длину утечки)	2,25	
47.	Уровень частичных разрядов при $1.1U_{нр}/\sqrt{3}$, пКл, не более	10	
48.	Стойкость основной изоляции к воздействию высокочастотных импульсов напряжения при работе разъединителей:		
49.	- 100 срезанных грозовых импульсов с амплитудой 60% от полного грозового импульса (да, нет)	да	
50.	Изоляция вторичных обмоток должна выдерживать одноминутное испытательное напряжение 50 Гц, кВ	3	
51.	Межвитковая изоляция вторичных обмоток должна выдерживать одноминутное испытательное напряжение 50 Гц, кВ	4,5	
52.	Сопротивление изоляции вторичных обмоток, МОм, не менее	50	
53.	Выдерживаемое в течение 45 мин. Напряжение для газовой изоляции при избыточном давлении, равном нулю, кВ, не менее	80	
Требования по надежности:			
54.	Срок службы до среднего ремонта, лет	*	
55.	Срок службы до списания, лет	30	
56.	Периодичность и объем технического обслуживания, не чаще	*	
57.	Вероятность безотказной работы за весь срок службы	*	
	α - доля (или %) от стоимости аппарата, которая необходима для обеспечения его работоспособности в течение 1 года службы	*	
58.	Участник конкурса обязан указать величину α или ее составляющие:		
	- объем необходимых затрат на текущее (за 1 год) обслуживание	*	

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
	- стоимость капитального ремонта, % от Цтр (стоимости аппарата)	*	
59.	Взрывобезопасность (с представлением Сертификата или Протокола, аккредитованного испытательного стенда) (да, нет)	да	
60.	Интервал между поверками, не менее (лет)	8	
Гарантии изготовителя			
61.	Гарантийный срок эксплуатации, месяцев, не менее	60	
Требования по экологии			
62.	Напряжение радиопомех (НРП), измеренное при 1,1 наибольшего рабочего напряжения, мкВ, не более	2500	
Требования по безопасности			
63.	Номер и дата выдачи Российских Сертификатов безопасности и соответствия	*	
Комплектность трансформатора тока			
64.	Трансформатор тока в сборе (да, нет)	да	
65.	Эксплуатационная документация (Технический паспорт, Протоколы испытаний, Руководство по эксплуатации и техническое описание) на русском языке, экз./компл.	3	
66.	Наличие контактных клемм для крепления аппаратных зажимов (размеры согласовываются дополнительно) (да, нет)	да	
67.	Комплект приспособлений для сервисного обслуживания (да, нет)	да	
68.	Наличие действующего свидетельства об утверждении типа СИ с приложением (описание типа, методика поверки)	да	
69.	Наличие заводского паспорта (формуляра), действующего свидетельства о поверке (с приложением – протокол поверки)	да	
70.	Трансформатор должен быть обеспечен первичной поверкой при выпуске из производства. К моменту установки на место постоянной эксплуатации срок истечения межповерочного интервала допускается не более его половины	да	
71.	Устройство (а) для отбора проб/откачки/закачки масла/газа	да	
72.	Металлоконструкция высотой 1900 мм	да	
73.	Комплект кабельных лотков	да	
Соответствие требованиям НТД			

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
74.	Измерительные трансформаторы должны иметь сертификаты об утверждении типа средств измерения (с информацией о занесении СИ в Госреестр РФ) и иметь действующие свидетельства о поверке	Да, обязательно на момент поставки	
Маркировка, упаковка, транспортировка, условия хранения по ГОСТ 7746-2001, ГОСТ 14192-96, ГОСТ 23216-78			
75.	Маркировка, упаковка и консервация в соответствии с ГОСТ или по требованиям МЭК, каждый трансформатор должен иметь табличку (таблички), на которой должны быть указаны: - товарный знак или наименование предприятия-изготовителя; - наименование «Трансформатор тока»; - тип трансформатора и климатическое исполнение; - порядковый номер по системе нумерации предприятия - изготовителя; - номинальное напряжение, кВ; - номинальная частота, Гц (при частоте 50 Гц допускается не указывать); - номер вторичной обмотки (только для трансформаторов с двумя или более вторичными обмотками); - номинальный коэффициент трансформации обмоток (в виде отношения номинальных токов первичного и вторичного); - класс точности для вторичных обмоток. Для вторичных обмоток, предназначенных для измерений и защиты, следует указывать оба номинальных класса точности; - номинальный коэффициент безопасности приборов (для вторичных обмоток, предназначенных для измерения и для учёта); - значение номинальной предельной кратности (для вторичных обмоток, предназначенных для защиты); - номинальная вторичная нагрузка, ВА; - масса трансформатора, кг; - обозначение документа на трансформаторы конкретных типов или обозначение настоящего стандарта; - год выпуска	да	
76.	Условия транспортирования: Требования к транспортированию в части воздействия механических факторов по ГОСТ 23216 и климатических факторов внешней среды по ГОСТ	да	

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
	15150 должны быть указаны в документации на трансформаторы конкретных типов. При транспортировании в транспортных контейнерах трансформаторы без индивидуальной упаковки должны быть надёжно закреплены и защищены от механических повреждений. Допускается транспортирование трансформаторов в пределах одного города без упаковки при условии принятия необходимых мер, исключающих возможность их повреждения. Группа условия транспортирования «С» или «Ж» по ГОСТ 23216		
77.	Наличие "шок-индикатора" на транспортной упаковке для контроля условий транспортировки (да, нет)	да	
78.	Растаможивание и доставка оборудования до места назначения	поставщик	
79.	Монтаж аппарата выполняется с участием шеф-инженера фирмы-изготовителя (да, нет)	да	
80.	Участие представителей Заказчика в заводских приемо-сдаточных испытаниях включено в стоимость оборудования	да	
81.	Шеф-монтажные и пуско-наладочные работы включены в стоимость оборудования	да	
82.	Условия хранения, срок хранения отдельно хранящихся деталей, сборочных единиц	не менее гарантийного срока	
83.	Срок хранения в упаковке производителя (лет) не более	*	
84.	Все неокрашенные металлические части трансформатора (включая запасные части, при их наличии), подверженные воздействию внешней среды в процессе транспортирования и хранения, должны быть законсервированы с помощью смазок или другим надёжным способом на срок хранения не менее трёх лет	да	
85.	Упаковка должна обеспечивать сохранность трансформаторов при их транспортировании. Вид упаковки должен быть предусмотрен в документации на трансформаторы конкретных типов.	да	
Требования к сервисным центрам производителя на территории РФ			
86.	Наличие помещения, склада запасных частей, ремонтной базы и разрешительной документации для осуществления гарантийного и послегарантийного обслуживания и ремонта (да, нет)	да	
87.	Наличие аккредитации сервисного центра и достаточного количества аттестованных предприятием	да	

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
	– производителем специалистов для осуществления технического обслуживания и ремонта оборудования (да, нет)		
88.	Организация обучения и периодическая аттестация персонала эксплуатирующей организации с выдачей сертификатов (да, нет)	да	
89.	Наличие в «горячем резерве» запчастей для оперативного устранения дефектов оборудования (да, нет)	да	
90.	Наличие консультационного подразделения, работающего в режиме «оп – line» (да, нет)	да	
91.	Обеспечение срочного прибытия специалистов сервисного центра с необходимым оборудованием, инструментами и запасными частями на объекты для выполнения ремонтов на месте в течение не более 72 часов с момента вызова (да, нет)	да	

Примечания:

1. Параметры, отмеченные *, должны быть представлены участником конкурса.
2. Во всем неоговоренном ТТ должны соответствовать требованиям ГОСТ 7746-2015.
3. Участник конкурса должен представить в составе конкурсного предложения сразу после таблицы технических требований к ТТ копии следующих документов:
 - Сертификат соответствия (декларацию о соответствии) требованиям безопасности в системе ГОСТ Р (весь документ);
 - Свидетельство об утверждении типа средств измерения (с описанием типа, с информацией о внесении СИ в Госреестр РФ).

2.4.4 Требования к техническим характеристикам трансформаторам напряжения 110 кВ

Для строительства	ПС 110/35/10 кВ Нижний Бестях (наименование объекта)
Количество	Трансформатор напряжения 110 кВ элегазовый – 3 фазы
Срок поставки	Указывается подрядчиком
Адрес объекта	Российская Федерация, Республика Саха (Якутия), Мегино-Кангаласский, поселок городского типа Нижний Бестях

Таблица 2.6 Требования к техническим характеристикам трансформатора напряжения 110 кВ

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
Основные технические характеристики:			
1.	Изготовитель	*	
2.	Заводской тип (марка)	*	

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
3.	Вид внутренней изоляции (маслонаполненный, элегазовый)	элегазовый	
4.	Тип внешней изоляции (фарфор, полимер)	*	
5.	Цвет внешней изоляции	*	
6.	Номинальное рабочее фазное напряжение, кВ	110√3	
7.	Наибольшее рабочее фазное напряжение, кВ	126√3	
8.	Номинальная частота, Гц	50	
9.	Количество вторичных обмоток	3	
10.	Номинальные напряжения вторичных обмоток:		
	– основная (№1), В	100/ √3	
	– дополнительная (№2), В	100	
	– обмотка для измерения и учета электроэнергии (№3), В	100/ √3	
Параметры вторичных обмоток			
11.	Классы точности, %		
	Обмотка № 1 – основная	0,2	
	Обмотка № 2 – дополнительная	3Р	
	Обмотка № 3 – учет электроэнергии	0,2	
12.	Номинальная нагрузка, ВА	100	
	Нагрузка для основных обмоток (№1, 3) с сохранением требуемых классов точности	35	
	Дополнительной №2	100	
13.	Номинальная нагрузка основной обмотки, ВА, в классах точности:		
	0,2	30	
	0,5	30	
	1,0	30	
	3,0	30	
14.	Допустимая суммарная нагрузка по термической стойкости, ВА, не менее	*	
15.	Обеспечение возможности (конструктивное исполнение) проведения поверки/калибровки в процессе эксплуатации	Да	
16.	Допустимая погрешность при включении трансформатора под напряжение, %, не более:		
	при холостом ходе:		
	- через 0,02 с	*	
	- через 0,04 с	*	
	при нагрузке 400 ВА:		
	- через 0,02 с	*	
	- через 0,04 с	*	
Технические требования к конструкции, изготовлению и материалам			
17.	Единая конструкция емкостного модуля и электромагнитного устройства (да, нет)	Да	
18.	Герметичность конструкции (да, нет)	Да	
19.	Емкость делителя напряжения, пФ, не менее	-	

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
20.	Наличие вывода для подключения аппаратуры ВЧ- связи, (да, нет)	Нет	
21.	Наличие вывода для измерения tgδ изоляции (да, нет)	Да	
22.	Наличие в электромагнитном блоке выключателя для измерения емкости блоков (да, нет)	Да	
23.	Наличие устройства для отбора проб масла (да, нет)	Да	
24.	Наличие крана для слива масла (да, нет)	Да	
25.	Антиферрорезонансные свойства (подтвержденные Протоколом испытаний) (да, нет)	Да	
26.	Допустимая величина механической нагрузки от горизонтального тяжения проводов, Н, не менее	1000	
27.	Предельно допустимая вертикальная нагрузка на каждый вывод от веса ошиновки, Н, не менее	*	
28.	Выводы вторичной обмотки, предназначенной для коммерческого учета электроэнергии, должны располагаться в отдельной коробке с возможностью ее опломбирования	Да	
Массо-габаритные показатели			
29.	Габаритные размеры, высота/диаметр, м	*/*	
30.	Масса трансформатора без масла/транспортная, кг	*/*	
31.	Масса масла (элегаза), кг	*	
Климатическое исполнение и стойкость к воздействующим климатическим факторам по ГОСТ 15150-69 и ГОСТ 15543.1-89			
32.	Категория размещения и климатическое исполнение	УХЛ1	
33.	Температура окружающего воздуха, °С – верхняя рабочая – нижняя рабочая	+40 -60	
34.	Максимальная скорость ветра при отсутствии гололеда, м/с	40	
35.	Максимальная скорость ветра при наличии гололеда, м/с	15	
36.	Толщина стенки гололеда, мм	20	
37.	Высота установки над уровнем моря, м	1000	
38.	Сейсмостойкость, баллов по шкале MSK	7	
Требования к изоляции по ГОСТ 1516.3-96			
39.	Испытательное напряжение полного грозового импульса, кВ	480	
40.	Испытательное напряжение коммутационного импульса, кВ	-	
41.	Одноминутное испытательное напряжение 50 Гц, кВ	200	
42.	Допустимые повышения напряжения по ГОСТ	Да	

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
	1516.3 при разной длительности в соответствии с таблицей Б.1		
43.	Удельная длина пути утечки внешней изоляции по ПУЭ 7-го издания, см/кВ, не менее (указать максимальную длину утечки)	2,25	
44.	Уровень частичных разрядов, пКл, не более при $1.1U_{нр}/\sqrt{3}$, не более	10	
45.	Требования к изоляции электромагнитного устройства (по ГОСТ 1516.3-96, раздел 6 (Кдел – коэффициент деления емкостного делителя). Изоляция вторичных обмоток должна выдерживать одноминутное испытательное напряжение, кВ	3	
Требования по надежности:			
46.	Срок службы до среднего ремонта, лет	*	
47.	Срок службы до списания, лет	30	
48.	Периодичность и объем технического обслуживания, не чаще раз/год	*	
49.	Вероятность безотказной работы за срок службы	*	
50.	α - доля (или %) от стоимости аппарата, которая необходима для обеспечения его работоспособности в течение 1 года службы.	*	
	Подрядчик обязан указать величину α или ее составляющие: - объем необходимых затрат на текущее (за 1 год) обслуживание;	*	
	- стоимость капитального ремонта, % от $C_{тр}$ (стоимости аппарата).	*	
51.	Взрывобезопасность (с подтверждением Сертификатом или Протоколом, аккредитованного испытательного стенда) (да, нет)	*	
52.	Интервал между поверками, не менее (лет)	8	
Гарантии изготовителя			
53.	Гарантийный срок, месяцев, не менее	60	
Требования по экологии			
54.	Напряжение радиопомех (НРП), измеренное при 1,1 наибольшего рабочего напряжения, мкВ, не более	2500	
55.	Изоляционная жидкость конденсаторов должна быть экологически безопасной (да, нет)	Да	
Требования по безопасности			
56.	Номер и дата выдачи сертификатов безопасности	*	
Комплектность трансформатора напряжения			
57.	Трансформатор в сборе (да, нет)	Да	

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
58.	Эксплуатационная документация (Технический паспорт, Протоколы испытаний, Руководство по эксплуатации и техническое описание) на русском языке, экз./компл.	3	
59.	Наличие контактных клемм для крепления аппаратных зажимов (размеры согласовываются дополнительно) (да, нет)	Да	
60.	Комплект приспособлений для сервисного обслуживания (да, нет)	один на поставку	
61.	Наличие фильтра присоединения (полосы пропускания фильтра согласовываются дополнительно, после выбора частоты ВЧ оборудования) (да, нет)	Нет	
62.	Все металлические части ТН, шкафы и опорные металлоконструкции должны иметь стойкое антикоррозионное покрытие или изготовлены из материалов, не подверженных коррозии (да, нет)	Да	
63.	Наличие действующего свидетельства об утверждении типа СИ с приложением (описание типа, методика поверки)	Да	
64.	Наличие заводского паспорта (формуляра), действующего свидетельства о поверке (с приложением – протокол поверки).	Да	
65.	Трансформатор должен быть обеспечен первичной поверкой при выпуске из производства. К моменту установки на место постоянной эксплуатации срок истечения межповерочного интервала допускается не более его половины	Да	
66.	Устройство (а) для отбора проб/откачки/закачки масла/газа	Да	
67.	Металлоконструкция высотой 1900 мм	Да	
68.	Комплект кабельных лотков	да	
Маркировка, упаковка, транспортировка, условия хранения по ГОСТ 1983-2001, ГОСТ 14192-96, ГОСТ 23216-78			
69.	Маркировка, упаковка и консервация в соответствии ГОСТ или по требованиям МЭК (да, нет)	Да	
70.	Условия транспортирования	*	
71.	Условия хранения, срок хранения, отдельно хранящихся деталей, сборочных единиц	*	
72.	Наличие "шок-индикатора" на транспортной упаковке для контроля условий транспортировки (да, нет)	Да	
73.	Растаможивание и доставка оборудования до места назначения	Поставщик	
74.	Монтаж аппарата выполняется с участием шеф-инженера фирмы изготовителя (да, нет)	Да	

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
75.	Участие представителей Заказчика в заводских приемо-сдаточных испытаниях включено в стоимость оборудования	Да	
76.	Шеф-монтажные и пуско-наладочные работы включены в стоимость оборудования	Да	
77.	Срок хранения в упаковке производителя (лет) не более	2	
Соответствие требованиям НТД			
78.	Измерительные трансформаторы должны иметь сертификаты об утверждении типа средств измерения (с информацией о занесении СИ в Госреестр РФ) и иметь действующие свидетельства о поверке	Да, обязательно на момент поставки	
Требования к сервисным центрам			
79.	Наличие помещения, склада запасных частей и ремонтной базы (приборы и соответствующие инструменты) для осуществления гарантийного и постгарантийного ремонтов, сервисного обслуживания	Да	
80.	Организация обучения и периодическая аттестация персонала эксплуатирующей организации, с выдачей сертификатов.	Да	
81.	Наличие аттестованных производителем специалистов для осуществления гарантийного и постгарантийного ремонтов.	Да	
82.	Наличие согласованного с эксплуатирующей организацией аварийного резерва запчастей.	Да	
83.	Обязательные консультации и рекомендации по эксплуатации и ремонту оборудования специалистами сервисного центра для потребителей закреплённого региона.	Да	
84.	Оперативное прибытие специалистов сервисного центра на объекты, где возникают проблемы с установленным оборудованием, в течение 72 часов.	Да	
85.	Поставка любых запасных частей, ремонт и/или замена любого блока оборудования в течение 20 лет с даты окончания гарантийного срока.	Да	
86.	Срок поставки запасных частей для оборудования, с момента подписания договора на их покупку не более 6 месяцев	Да	

Примечания:

* - состав ЗИП согласуется с Заказчиком;

1. Параметры, отмеченные *, должны быть представлены участником конкурса.

2. Во всем неоговоренном ТН должны соответствовать требованиям ГОСТ 1983-2015.

3. Участник конкурса должен представить в составе конкурсного предложения сразу после таблицы технических требований к ТН копии следующих документов:

- Сертификат соответствия (декларацию о соответствии) требованиям безопасности в системе ГОСТ Р (весь документ);
- Свидетельство об утверждении типа средств измерения (с описанием типа, с информацией о внесении СИ в Госреестр РФ).

2.4.5 Требования к техническим характеристикам ограничителя перенапряжения 110 кВ

Для строительства	ПС 110/35/10 кВ Нижний Бестях (наименование объекта)
Количество	Ограничитель перенапряжения нелинейный 110 кВ - 3 фазы
Срок поставки	Указывается подрядчиком
Адрес объекта	Российская Федерация, Республика Саха (Якутия), Мегино-Кангаласский, поселок городского типа Нижний Бестях

Таблица 2.7 Требования к техническим характеристикам ограничитель перенапряжения 110 кВ

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
Основные технические характеристики:			
1.	Изготовитель	*	
2.	Заводской тип (марка)	*	
Основные технические характеристики			
3.	Номинальное напряжение сети, кВ	110	
4.	Наибольшее напряжение сети, кВ	126	
5.	Номинальная частота, Гц	50	
6.	Номинальный разрядный ток, кА	10	
7.	Номинальное напряжение ОПН не менее, кВ	110	
8.	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ОПН, кВ, не менее	88	
9.	Остающееся напряжение при коммутационном импульсе тока 30/60 мкс с амплитудой:		
	- 250 А, не более, кВ	215	
	- 500 А, не более, кВ	217	
	- 1000 А, не более, кВ	230	
10.	Остающееся напряжение при грозовом импульсе тока 8/20 мкс с амплитудой:		
	- 5 кА, не более, кВ	265	
	- 10 кА, не более, кВ	280	
	- 20 кА, не более, кВ	315	
11.	Допустимое повышение напряжения на нагревом до 600С ОПН после его «нагружения» расчетной	*	

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
	удельной поглощаемой энергией двух импульсов тока 2000 мкс в течение времени: - 20 мин, кВ, не менее, - 10 с, кВ, не менее, - 1 с, кВ, не менее,		
12.	Удельная энергоемкость на 1 кВ наибольшего рабочего напряжения, кДж/кВ У _{нр} , не менее	2,1	
13.	Нейтраль (изолированная, разземляемая, глухозаземленная)	Эффективно заземленная	
Технические требования к конструкции, изготовлению и материалам			
14.	Допустимая величина горизонтальной механической нагрузки от горизонтального тяжения проводов, не менее	500	
15.	Наличие взрывопредохранительного клапана для сброса давления (да, нет)	Да	
16.	Ток срабатывания устройства взрывобезопасности, кА, не менее	40	
17.	Конструктивное исполнение ОПН (опорное/подвесное)	опорное	
18.	Герметичность	обязательно	
19.	Тип внешней изоляции (фарфор/полимер)	*	
20.	Вибростойкость по ГОСТ Р 52725, ГОСТ 17516.1 (группа условий эксплуатации)	M1	
21.	Сейсмостойкость, баллов по шкале MSK, не менее	7	
22.	Габаритные размеры, высота/диаметр, м	*	
23.	Масса, кг	*	
Номинальные значения климатических факторов внешней среды по ГОСТ 15150 и ГОСТ 15543			
24.	Категория размещения и климатическое исполнение	ХЛ1	
25.	Верхнее рабочее значение температуры окружающего воздуха, °С	+40	
26.	Нижнее рабочее значение температуры окружающего воздуха, °С	-60	
Требования к внешней изоляции			
27.	Длина пути утечки внешней изоляции по ПУЭ – 7-е издание, см/кВ, не менее	2,25	
28.	Уровень частичных разрядов в ОПН, пКл, не выше	10	
29.	При полимерной крышке испытания на трекинг-эрозионную стойкость	Обязательно	
Требования по надежности:			
30.	Гарантированный срок, месяцев, не менее	60	
31.	Срок службы до списания, лет	30	
Требования по безопасности			

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
32.	В соответствии с ГОСТ 12.2.007.0-75, ГОСТ 12.2.007.3-75	Да	
33.	Наличие Российского Сертификата безопасности	Да	
34.	Напряжение радиопомех (НРП), измеренное при $1.1U_{нр}/\sqrt{3}$, мкВ, не более (для ОПН 110 кВ и выше)	2500	
Комплектность поставки			
35.	Ограничитель перенапряжений с линейным выводным зажимом, заземляющим зажимом и изолирующим основанием	Да	
36.	Устройство для измерения тока проводимости под рабочим напряжением	Да	
37.	Комплект опорных металлоконструкций (габариты согласовываются дополнительно)	*	
38.	Эксплуатационная документация на русском языке (количество экземпляров)	2	
39.	Металлоконструкция 3500 мм	Да	

Примечания:

1. Параметры, отмеченные *, должны быть представлены участником конкурса.
2. Во всем неоговоренном ОПН должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 52725-2021.
3. Участник конкурса должен представить в составе конкурсного предложения сразу после таблицы технических требований к ОПН копии следующих документов:
 - Сертификат соответствия (декларацию о соответствии) требованиям безопасности в системе ГОСТ Р (весь документ);
 - Свидетельство об утверждении типа средств измерения (с описанием типа, с информацией о внесении СИ в Госреестр РФ).

2.4.6 Требования к техническим характеристикам заземляющего устройства 110 кВ

Для строительства	ПС 110/35/10 кВ нижний Бестях
	(наименование объекта)
Количество	Заземлитель нейтрали 110 кВ – 1 компл.
Срок поставки	Указывается подрядчиком
Адрес объекта	Российская Федерация, Республика Саха (Якутия), Мегино-Кангаласский, поселок городского типа Нижний Бестях

Таблица 2.8 Требования к техническим характеристикам заземляющего оборудования 110 кВ

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
Основные параметры			

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
1.	Изготовитель	*	
2.	Заводской тип (марка)	*	
3.	Номинальное напряжение, кВ	110	
4.	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126	
5.	Номинальная частота, Гц	50	
6.	Номинальный ток, А	400	
Номинальные значения климатических факторов внешней среды по ГОСТ 15150-69			
7.	Климатическое исполнение и категория размещения	ХЛ1	
8.	Верхнее рабочее значение температуры окружающего воздуха, °С	+40	
9.	Нижнее рабочее значение температуры окружающего воздуха, °С	-60	
10.	Толщина стенки гололеда (1, 10, 20 мм), не менее	20	
11.	Допустимая скорость ветра при наличии гололеда, м/с, не менее	15	
12.	Допустимая скорость ветра при отсутствии гололеда, м/с, не менее	40	
13.	Высота установки над уровнем моря, м, не более	1000	
14.	Сейсмичность района, баллов по шкале MSK-64, не менее	7	
Требования к электрической прочности изоляции по ГОСТ 1516.3 – 96 (Таблица Г.7)			
15.	Испытательное напряжение полного грозового импульса, кВ		
	– относительно земли	450	
	– между контактами	570	
16.	Испытательное напряжение коммутационного импульса, кВ		
	– относительно земли	-	
	– между контактами	-	
17.	Кратковременное (одноминутное) испытательное напряжение промышленной частоты, кВ		
	– относительно земли (в сухом состоянии/под дождем)	230/230	
	– между разомкнутыми контактами	230	
18.	Удельная длина пути утечки внешней изоляции (по ГОСТ 9920-89 и ПУЭ 7-го издания), см/кВ, не менее	2,25	
Требования к стойкости при сквозных токах КЗ			
19.	Ток электродинамической стойкости, кА	15,75	
20.	Ток термической стойкости, кА	6,3	
21.	Допустимое время протекания тока термической стойкости для главной цепи, с	3	
Требования к коммутационной способности			
22.	Включение и отключение тока холостого хода трансформатора, А, не менее	*	

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
23.	Включение и отключение зарядных токов воздушной и кабельной линии, А, не менее	*	
Требования к конструкции			
24.	Конструктивная схема исполнения (вертикально-рубящий, горизонтально-поворотный, полупантографный, пантографный)	Вертикально-рубящий	
25.	Управление разъединителем (полюсное, трех-полюсное)	Полюсное	
26.	Наличие и количество заземлителей на один полюс (нет, 1, 2)	1	
27.	Время выполнения одной операции «В» или «О» главными ножами, с, не более	*	
28.	Время от момента размыкания контактов до погасания дуги при отключении, с	*	
29.	Время прохождения подвижным контактом участка предварительного пробоя при включении, с	*	
30.	Вид привода	Ручной	
31.	Напряжение питания цепей блокировки, В	Постоянное 220	
32.	Число свободных нормально открытых (НО) блок–контактов главных ножей	8	
33.	Число свободных нормально закрытых (НЗ) блок–контактов главных ножей	12	
34.	Число свободных нормально открытых (НО) блок–контактов заземляющего ножа	8	
35.	Число свободных нормально закрытых (НЗ) блок–контактов заземляющего ножа	8	
36.	Все металлические части должны иметь стойкое антикоррозионное покрытие или быть изготовлены из материалов, не подверженных коррозии (Да, нет)	Да	
37.	Цвет внешней изоляции	*	
38.	Допустимое значение механической нагрузки от тяжения проводов в горизонтальной плоскости (продольная нагрузка), Н, не менее	1000	
39.	Габаритные размеры (длина / ширина / высота), м	*/*/*	
40.	Масса разъединителя, кг	*	
41.	Масса привода, кг	*	
Требования по надежности			
42.	Класс заземлителя нейтрали по механической износостойкости	M2	
43.	Ресурс по механической стойкости, число циклов В–О, не менее	10 000	
44.	Гарантийный срок эксплуатации разъединителя с даты ввода в эксплуатацию, лет, не менее	5	
45.	Срок службы до среднего ремонта, лет	*	

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
46.	Срок службы, лет, не менее	30	
47.	Удельная стоимость сервисного послегарантийного обслуживания разъединителя изготовителем или авторизованным сервисным центром, руб/год	*	
48.	Поставка любых запасных частей, ремонт и/или замена любого блока оборудования в течение 20 лет с даты окончания гарантийного срока (да, нет)	да	
49.	Срок поставки запасных частей для оборудования не более 6 месяцев с момента подписания договора на их покупку (да, нет)	да	
Требования по безопасности			
50.	Фиксация включенного и отключенного положений (да, нет)	да	
51.	Блокировка включения заземлителя при включенном положении разъединителя (да, нет)	да	
52.	Блокировка включения разъединителя при включенном положении заземлителя (да, нет)	да	
53.	Степень защиты оболочки	IP54	
54.	Наличие сертификата соответствия (декларации о соответствии) требованиям безопасности в системе ГОСТ Р (да, нет)	Да, обязательно на момент поставки	
Требования по экологии			
55.	Напряжение радиопомех, создаваемых разъединителем, при 1,1 наибольшего рабочего напряжения, мкВ, не более	2500	
Комплектность разъединителя			
56.	Разъединитель с заземляющими ножами, приводами, опорными металлоконструкциями и соединительными элементами для монтажа (да, нет)	да	
57.	Наличие контактных клемм для крепления аппаратных зажимов (размеры согласовываются дополнительно) (да, нет)	Да	
58.	Индивидуальный комплект ЗИП (да, нет)	да	
59.	Эксплуатационная документация на русском языке (количество экземпляров), не менее	3	
60.	Металлоконструкция высотой 3500 мм	Да	
Маркировка, упаковка, транспортировка, условия хранения			
61.	Маркировка, упаковка и консервация по ГОСТ Р 52726–2007, ГОСТ 14192, ГОСТ 23216 и ГОСТ 15150-69 (да, нет)	да	
62.	Условия транспортирования	*	
63.	В процессе транспортирования и хранения оборудование должно быть законсервировано и приняты меры для его защиты от механических повреждений и воздействия факторов окружающей среды (да, нет)	да	
64.	Условия хранения	*	

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
65.	Срок хранения разъединителя, отдельно хранящихся деталей, сборочных единиц, ЗИП в упаковке изготовителя, лет, не менее	*	
Приемка и шеф – монтажные работы			
66.	Участие представителей Заказчика в заводских приемо – сдаточных испытаниях (в т.ч. проезд, проживание, страховка, плата за визы, суточные) включено в стоимость оборудования (да, нет)	да	
67.	Шеф–монтажные и пуско–наладочные работы с участием аттестованного заводом – изготовителем специалиста включены в стоимость оборудования (да, нет)	да	
Требования к сервисным центрам производителя на территории РФ			
68.	Наличие помещения, склада запасных частей, ремонтной базы и разрешительной документации для осуществления гарантийного и послегарантийного обслуживания и ремонта (да, нет)	да	
69.	Наличие аккредитации сервисного центра и достаточного количества аттестованных предприятием – производителем специалистов для осуществления технического обслуживания и ремонта оборудования (да, нет)	да	
70.	Организация обучения и периодическая аттестация персонала эксплуатирующей организации с выдачей сертификатов (да, нет)	да	
71.	Наличие в «горячем резерве» запчастей для оперативного устранения дефектов оборудования (да, нет)	да	
72.	Наличие консультационного подразделения, работающего в режиме «on – line» (да, нет)	да	
73.	Обеспечение срочного прибытия специалистов сервисного центра с необходимым оборудованием, инструментами и запасными частями на объекты для выполнения ремонтов на месте в течение не более 72 часов с момента вызова (да, нет)	да	

Примечания:

1. Во всем неоговоренном заземляющее устройство должно соответствовать требованиям ГОСТ Р 58882-2020.

2. Участник конкурса должен представить в составе конкурсного предложения сразу после таблицы технических требований к заземляющему устройству копии следующих документов:

– Сертификат соответствия (декларацию о соответствии) требованиям безопасности в системе ГОСТ Р (весь документ);

– Свидетельство об утверждении типа средств измерения (с описанием типа, с информацией о внесении СИ в Госреестр РФ)

2.4.7 Требования к техническим характеристикам ограничителя перенапряжения 110 кВ

Для строительства	ПС 110/35/10 кВ Нижний Бестях (наименование объекта)
Количество	Ограничитель перенапряжения нелинейный 110 кВ - 1 фаза
Срок поставки	Указывается подрядчиком
Адрес объекта	Российская Федерация, Республика Саха (Якутия), Мегино-Кангаласский, поселок городского типа Нижний Бестях

Таблица 2.9 Требования к техническим характеристикам ограничитель перенапряжения 110 кВ

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
Основные технические характеристики:			
1.	Изготовитель	*	
2.	Заводской тип (марка)	*	
Основные технические характеристики			
3.	Номинальное напряжение сети, кВ	110	
4.	Наибольшее напряжение сети, кВ	126	
5.	Номинальная частота, Гц	50	
6.	Номинальный разрядный ток, кА	10	
7.	Номинальное напряжение ОПН не менее, кВ	110	
8.	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ОПН, кВ, не менее	56	
9.	Остающееся напряжение при коммутационном импульсе тока 30/60 мкс с амплитудой:		
	- 250 А, не более, кВ	215	
	- 500 А, не более, кВ	217	
	- 1000 А, не более, кВ	230	
10.	Остающееся напряжение при грозовом импульсе тока 8/20 мкс с амплитудой:		
	- 5 кА, не более, кВ	265	
	- 10 кА, не более, кВ	280	
	- 20 кА, не более, кВ	315	
11.	Допустимое повышение напряжения на нагретом до 600С ОПН после его «нагружения» расчетной удельной поглощаемой энергией двух импульсов тока 2000 мкс в течение времени: - 20 мин, кВ, не менее, - 10 с, кВ, не менее, - 1 с, кВ, не менее,	*	
12.	Удельная энергоемкость на 1 кВ наибольшего рабочего напряжения, кДж/кВ У _{нр} , не менее	2,1	
13.	Нейтраль (изолированная, разземляемая, глухозаземленная)	разземляемая	

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
Технические требования к конструкции, изготовлению и материалам			
14.	Допустимая величина горизонтальной механической нагрузки от горизонтального тяжения проводов, не менее	500	
15.	Наличие взрывопожаробезопасного клапана для сброса давления (да, нет)	Да	
16.	Ток срабатывания устройства взрывобезопасности, кА, не менее	40	
17.	Конструктивное исполнение ОПН (опорное/подвесное)	опорное	
18.	Герметичность	обязательно	
19.	Тип внешней изоляции (фарфор/полимер)	*	
20.	Вибростойкость по ГОСТ Р 52725, ГОСТ 17516.1 (группа условий эксплуатации)	M1	
21.	Сейсмостойкость, баллов по шкале MSK, не менее	7	
22.	Габаритные размеры, высота/диаметр, м	*	
23.	Масса, кг	*	
Номинальные значения климатических факторов внешней среды по ГОСТ 15150 и ГОСТ 15543			
24.	Категория размещения и климатическое исполнение	ХЛ1	
25.	Верхнее рабочее значение температуры окружающего воздуха, °С	+40	
26.	Нижнее рабочее значение температуры окружающего воздуха, °С	-60	
Требования к внешней изоляции			
27.	Длина пути утечки внешней изоляции по ПУЭ – 7-е издание, см/кВ, не менее	2,25	
28.	Уровень частичных разрядов в ОПН, пКл, не выше	10	
29.	При полимерной крышке испытания на трекинг-эрозионную стойкость	Обязательно	
Требования по надежности:			
30.	Гарантированный срок, месяцев, не менее	60	
31.	Срок службы до списания, лет	30	
Требования по безопасности			
32.	В соответствии с ГОСТ 12.2.007.0-75, ГОСТ 12.2.007.3-75	Да	
33.	Наличие Российского Сертификата безопасности	Да	
34.	Напряжение радиопомех (НРП), измеренное при $1.1U_{нр}/\sqrt{3}$, мкВ, не более (для ОПН 110 кВ и выше)	2500	
Комплектность поставки			
35.	Ограничитель перенапряжений с линейным выводным зажимом, заземляющим зажимом и изолирующим основанием	Да	

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
36.	Устройство для измерения тока проводимости под рабочим напряжением	Да	
37.	Комплект опорных металлоконструкций (габариты согласовываются дополнительно)	*	
38.	Эксплуатационная документация на русском языке (количество экземпляров)	2	

Примечания:

1. Во всем неоговоренном ОПН должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 52725-2021.

2. Участник конкурса должен представить в составе конкурсного предложения сразу после таблицы технических требований к ОПН копии следующих документов:

- Сертификат соответствия (декларацию о соответствии) требованиям безопасности в системе ГОСТ Р (весь документ);
- Свидетельство об утверждении типа средств измерения (с описанием типа, с информацией о внесении СИ в Госреестр РФ)

2.4.8 Требования к техническим характеристикам трехполюсного разъединителя 35 кВ

Для строительства	ПС 110/35/10 кВ Нижний Бестях (наименование объекта)
Количество	Разъединитель горизонтально-поворотный трехполюсный 35 кВ с двумя комплектами заземляющих ноже – 1 компл.
Срок поставки	Указывается подрядчиком
Адрес объекта	Российская Федерация, Республика Саха (Якутия), Мегино-Кангаласский, поселок городского типа Нижний Бестях

Таблица 2.10 Требования к техническим характеристикам трехполюсного разъединителя 35 кВ

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
Основные параметры			
1.	Изготовитель	*	
2.	Заводской тип (марка)	*	
3.	Номинальное напряжение, кВ	35	
4.	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	40,5	
5.	Номинальная частота, Гц	50	
6.	Номинальный ток, А	1000	
Номинальные значения климатических факторов внешней среды по ГОСТ 15150-69			
7.	Климатическое исполнение (У, ХЛ) и категория размещения	ХЛ1	

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
8.	Верхнее рабочее значение температуры окружающего воздуха, °С	+40	
9.	Нижнее рабочее значение температуры окружающего воздуха, °С	-60	
10.	Толщина стенки гололеда (1, 10, 20 мм), не менее	20	
11.	Допустимая скорость ветра при наличии гололеда, м/с, не менее	15	
12.	Допустимая скорость ветра при отсутствии гололеда, м/с, не менее	40	
13.	Высота установки над уровнем моря, м, не более	1000	
14.	Сейсмичность района, баллов по шкале MSK–64, не менее	7	
Требования к электрической прочности изоляции по ГОСТ 1516.3 – 96 (Таблица Г.7)			
15.	Испытательное напряжение полного грозового импульса, кВ		
	– относительно земли	190	
	– между контактами	220	
16.	Испытательное напряжение коммутационного импульса, кВ		
	– относительно земли	-	
	– между контактами	-	
17.	Кратковременное (одноминутное) испытательное напряжение промышленной частоты, кВ		
	– относительно земли (в сухом состоянии/под дождем)	95/80	
	– между разомкнутыми контактами	120	
18.	Удельная длина пути утечки внешней изоляции (по ГОСТ 9920–89 и ПУЭ 7-го издания), см/кВ, не менее	2,25	
Требования к стойкости при сквозных токах КЗ			
19.	Ток электродинамической стойкости, кА	51	
20.	Ток термической стойкости, кА	20	
21.	Допустимое время протекания тока термической стойкости для главной цепи, с	3	
22.	Допустимое время протекания тока термической стойкости для цепи заземления, с	1	
Требования к коммутационной способности			
23.	Включение и отключение тока холостого хода трансформатора, А, не менее	*	
24.	Включение и отключение зарядных токов воздушной и кабельной линии, А, не менее	*	
Требования к конструкции			
25.	Конструктивная схема исполнения (вертикально – рубящий, горизонтально – поворотный, полупантографный, пантографный)	горизонтально – поворотный	

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
26.	Управление разъединителем (полюсное, трех- полюсное)	трехполюсное	
27.	Наличие и количество заземлителей на один по- люс (нет, 1, 2)	2	
28.	Время выполнения одной операции «В» или «О» главными ножами, с, не более	*	
29.	Время от момента размыкания контактов до пога- сания дуги при отключении, с	*	
30.	Время прохождения подвижным контактом участка предварительного пробоя при включении, с	*	
31.	Вид привода разъединителя (электродвигатель- ный, ручной)		
	– для главной цепи	электродвигатель- ный	
	– для цепи заземления	электродвигатель- ный	
32.	Номинальное напряжение питания электропри- вода (~ 400, 220), В	~ 400	
33.	Диапазон изменения напряжения цепи электро- привода, % от номинального значения	85–110	
34.	Ток, потребляемый приводом полюса (пусковой / установившийся), А, не более	*/*	
35.	Возможность ручного оперирования главными и заземляющими ножами (да, нет)	Да	
36.	Возможность дистанционного оперирования разъ- единителем из АСУ ТП (да, нет)	Да	
37.	Напряжение питания цепей блокировки, В	Постоянное 220	
38.	Число свободных нормально открытых (НО) блок–контактов главных ножей	8	
39.	Число свободных нормально закрытых (НЗ) блок– контактов главных ножей	12	
40.	Число свободных нормально открытых (НО) блок–контактов заземляющего ножа	8	
41.	Число свободных нормально закрытых (НЗ) блок– контактов заземляющего ножа	8	
42.	Все металлические части разъединителя, включая шкафы приводов, шкафы управления и опорные металлоконструкции должны иметь стойкое анти- коррозионное покрытие или быть изготовлены из материалов, не подверженных коррозии, (Да, нет)	Да	
43.	Материал изоляторов опорных и поворотных ко- лонн (фарфор, полимер)	*	
44.	Цвет внешней изоляции	*	

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
45.	Допустимое значение механической нагрузки от тяжения проводов в горизонтальной плоскости (продольная нагрузка), Н, не менее	500	
46.	Габаритные размеры (длина / ширина / высота), м	*/*/*	
47.	Масса разъединителя, кг	*	
48.	Масса привода, кг	*	
49.	При отсутствии управления разъединителем и заземляющим ножом из АСУ ТП: наличие электромагнитной блокировки (Да, нет)	Да	
50.	При наличии управления разъединителем и заземляющим ножом из АСУ ТП: возможность управления реле блокировки из АСУ ТП (да, нет)	Да	
51.	Наличие защиты электродвигателей привода (да, нет)	Да	
52.	Наличие защиты вторичных цепей (да, нет)	Да	
Требования по надежности			
53.	Класс разъединителя по механической износостойкости	M2	
54.	Ресурс по механической стойкости, число циклов В-О, не менее	10 000	
55.	Гарантийный срок эксплуатации разъединителя с даты ввода в эксплуатацию, лет, не менее	5	
56.	Срок службы до среднего ремонта, лет	*	
57.	Срок службы, лет, не менее	30	
58.	Удельная стоимость сервисного послегарантийного обслуживания разъединителя изготовителем или авторизованным сервисным центром, руб/год	*	
59.	Поставка любых запасных частей, ремонт и/или замена любого блока оборудования в течение 20 лет с даты окончания гарантийного срока (да, нет)	да	
60.	Срок поставки запасных частей для оборудования не более 6 месяцев с момента подписания договора на их покупку (да, нет)	да	
Требования по безопасности			
61.	Указатель включенного и отключенного положения разъединителя в приводе (да, нет)	да	
62.	Фиксация включенного и отключенного положения (да, нет)	да	
63.	Блокировка включения заземлителя при включенном положении разъединителя (да, нет)	да	
64.	Блокировка включения разъединителя при включенном положении заземлителя (да, нет)	да	
65.	Коэффициент запаса механической прочности изоляторов разъединителей, не менее		
	- для фарфоровой изоляции	2	
	- для полимерной изоляции	1,5	

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
66.	Степень защиты шкафа привода и шкафа управления, не ниже	IP55	
67.	Наличие сертификата соответствия (декларации о соответствии) требованиям безопасности в системе ГОСТ Р (да, нет)	Да, обязательно на момент поставки	
Требования по экологии			
68.	Напряжение радиопомех, создаваемых разъединителем, при 1,1 наибольшего рабочего напряжения, мкВ, не более	2500	
Комплектность разъединителя			
69.	Разъединитель с заземляющими ножами, приводами, опорными металлоконструкциями и соединительными элементами для монтажа (да, нет)	да	
70.	Переключатель управления – местное/дистанционное (да, нет)	Да	
71.	Ключи местного управления разъединителем (да, нет)	Да	
72.	Наличие контактных клемм для крепления аппаратных зажимов (размеры согласовываются дополнительно) (да, нет)	Да	
73.	Индивидуальный комплект ЗИП (да, нет)	да	
74.	Эксплуатационная документация на русском языке (количество экземпляров), не менее	3	
75.	Металлоконструкция высотой 3400 мм	да	
76.	Шкаф дистанционного управления разъединителя 35 кВ	да	
Маркировка, упаковка, транспортировка, условия хранения			
77.	Маркировка, упаковка и консервация по ГОСТ Р 52726–2007, ГОСТ 14192, ГОСТ 23216 и ГОСТ 15150-69 (да, нет)	да	
78.	Условия транспортирования	*	
79.	В процессе транспортирования и хранения оборудование должно быть законсервировано и приняты меры для его защиты от механических повреждений и воздействия факторов окружающей среды (да, нет)	да	
80.	Условия хранения	*	
81.	Срок хранения разъединителя, отдельно хранящихся деталей, сборочных единиц, ЗИП в упаковке изготовителя, лет, не менее	*	
Приемка и шеф – монтажные работы			
82.	Участие представителей Заказчика в заводских приемо – сдаточных испытаниях (в т.ч. проезд, проживание, страховка, плата за визы, суточные) включено в стоимость оборудования (да, нет)	да	

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
83.	Шеф–монтажные и пуско–наладочные работы с участием аттестованного заводом – изготовителем специалиста включены в стоимость оборудования (да, нет)	да	
Требования к сервисным центрам производителя на территории РФ			
84.	Наличие помещения, склада запасных частей, ремонтной базы и разрешительной документации для осуществления гарантийного и послегарантийного обслуживания и ремонта (да, нет)	да	
85.	Наличие аккредитации сервисного центра и достаточного количества аттестованных предприятием – производителем специалистов для осуществления технического обслуживания и ремонта оборудования (да, нет)	да	
86.	Организация обучения и периодическая аттестация персонала эксплуатирующей организации с выдачей сертификатов (да, нет)	да	
87.	Наличие в «горячем резерве» запчастей для оперативного устранения дефектов оборудования (да, нет)	да	
88.	Наличие консультационного подразделения, работающего в режиме «on – line» (да, нет)	да	
89.	Обеспечение срочного прибытия специалистов сервисного центра с необходимым оборудованием, инструментами и запасными частями на объекты для выполнения ремонтов на месте в течение не более 72 часов с момента вызова (да, нет)	да	

Примечания:

1. Параметры, отмеченные *, должны быть представлены участником конкурса.

2. Во всем неоговоренном разъединители должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 52726–2007.

3. Участник конкурса должен представить в составе конкурсного предложения сразу после таблицы технических требований к разъединителям копии следующих документов:

– Сертификат соответствия (декларацию о соответствии) требованиям безопасности в системе ГОСТ Р (весь документ).

2.4.9 Требования к техническим характеристикам ограничителя перенапряжения 35 кВ

Для строительства	ПС 110/35/10 кВ Нижний Бестях (наименование объекта)
Количество	Ограничитель перенапряжения нелинейный 35 кВ - 3 фазы

Срок поставки	Указывается подрядчиком
Адрес объекта	Российская Федерация, Республика Саха (Якутия), Мегино-Кангаласский, поселок городского типа Нижний Бестях

Таблица 2.11 Требования к техническим характеристикам ограничитель перенапряжения 35 кВ

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
Основные технические характеристики:			
1.	Изготовитель	*	
2.	Заводской тип (марка)	*	
Основные технические характеристики			
3.	Номинальное напряжение сети, кВ	35	
4.	Наибольшее напряжение сети, кВ	40,5	
5.	Номинальная частота, Гц	50	
6.	Номинальный разрядный ток, кА	10	
7.	Номинальное напряжение ОПН не менее, кВ	110	
8.	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ОПН, кВ, не менее	40,5	
9.	Остающееся напряжение при коммутационном импульсе тока 30/60 мкс с амплитудой:		
	- 250 А, не более, кВ	93	
	- 500 А, не более, кВ	95	
	- 1000 А, не более, кВ	100	
10.	Остающееся напряжение при грозовом импульсе тока 8/20 мкс с амплитудой:		
	- 5 кА, не более, кВ	120	
	- 10 кА, не более, кВ	127	
	- 20 кА, не более, кВ	139	
11.	Допустимое повышение напряжения на нагретом до 600С ОПН после его «нагружения» расчетной удельной поглощаемой энергией двух импульсов тока 2000 мкс в течение времени: - 20 мин, кВ, не менее, - 10 с, кВ, не менее, - 1 с, кВ, не менее,	*	
12.	Удельная энергоемкость на 1 кВ наибольшего рабочего напряжения, кДж/кВ Унр, не менее	2,1	
13.	Нейтраль (изолированная, разземляемая, глухозаземленная)	Эффективно-заземленная	
Технические требования к конструкции, изготовлению и материалам			
14.	Допустимая величина горизонтальной механической нагрузки от горизонтального тяжения проводов, не менее	1000	
15.	Наличие взрывопожаробезопасного клапана для сброса давления (да, нет)	Да	
16.	Ток срабатывания устройства взрывобезопасности, кА, не менее	20	

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
17.	Конструктивное исполнение ОПН (опорное/подвесное)	опорное	
18.	Герметичность	обязательно	
19.	Тип внешней изоляции (фарфор/полимер)	*	
20.	Вибростойкость по ГОСТ Р 52725, ГОСТ 17516.1 (группа условий эксплуатации)	M6	
Массо-габаритные показатели			
21.	Габаритные размеры, высота/диаметр, м	*/*	
22.	Масса трансформатора без масла/транспортная, кг	*/*	
23.	Масса масла (элегаза), кг	*	
Номинальные значения климатических факторов внешней среды по ГОСТ 15150 и ГОСТ 15543			
24.	Категория размещения и климатическое исполнение	ХЛ1	
25.	Температура окружающего воздуха, °С		
	- верхняя рабочая	+40	
	- нижняя рабочая	-60	
26.	Максимальная скорость ветра при отсутствии гололеда, м/с	40	
27.	Максимальная скорость ветра при наличии гололеда, м/с	15	
28.	Толщина стенки гололеда, мм	20	
29.	Высота установки над уровнем моря, м	1000	
30.	Сейсмостойкость, баллов по шкале MSK	7	
Требования к изоляции по ГОСТ 1516.3-96			
31.	Уровень частичных разрядов в ОПН, пКл, не выше	10	
32.	Удельная длина пути утечки внешней изоляции по ПУЭ 7-го издания, см/кВ, не менее (указать максимальную длину утечки)	2,25	
33.	При полимерной крышке испытания на трекинг-эрозионную стойкость	обязательно	
Требования по надежности:			
34.	Срок службы до среднего ремонта, лет	*	
35.	Срок службы до списания, лет	30	
36.	Периодичность и объем технического обслуживания, не чаще раз/год	*	
37.	Вероятность безотказной работы за срок службы	*	
38.	α- доля (или %) от стоимости аппарата, которая необходима для обеспечения его работоспособности в течение 1 года службы.	*	
39.	Подрядчик обязан указать величину αили ее составляющие:		
	- объем необходимых затрат на текущее (за 1 год) обслуживание;	*	

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
	- стоимость капитального ремонта, % от Цтр (стоимости аппарата).	*	
40.	Взрывобезопасность (с подтверждением Сертификатом или Протоколом, аккредитованного испытательного стенда) (да, нет)	*	
41.	Интервал между поверками, не менее (лет)	8	
Гарантии изготовителя			
42.	Гарантийный срок, месяцев, не менее	60	
Требования по экологии			
43.	Напряжение радиопомех (НРП), измеренное при 1,1 наибольшего рабочего напряжения, мкВ, не более	2500	
44.	Изоляционная жидкость конденсаторов должна быть экологически безопасной (да, нет)	Да	
Требования по безопасности			
45.	Номер и дата выдачи сертификатов безопасности	*	
Комплектность ограничителя перенапряжения			
46.	Ограничитель перенапряжения в сборе (да, нет)	Да	
47.	Эксплуатационная документация (Технический паспорт, Протоколы испытаний, Руководство по эксплуатации и техническое описание) на русском языке, экз./компл.	3	
48.	Наличие контактных клемм для крепления аппаратных зажимов (размеры согласовываются дополнительно) (да, нет)	Да	
49.	Комплект опорных металлоконструкций (габариты и конструкция согласовываются дополнительно) (да, нет)	Нет	
50.	Комплект приспособлений для сервисного обслуживания (да, нет)	один на поставку	
51.	Наличие фильтра присоединения (полосы пропускания фильтра согласовываются дополнительно, после выбора частоты ВЧ оборудования) (да, нет)	Нет	
52.	Все металлические части ОПН, шкафы и опорные металлоконструкции должны иметь стойкое антикоррозионное покрытие или изготовлены из материалов, не подверженных коррозии (да, нет)	Да	
53.	Наличие действующего свидетельства об утверждении типа СИ с приложением (описание типа, методика поверки)	Да	
54.	Наличие заводского паспорта (формуляра), действующего свидетельства о поверке (с приложением – протокол поверки).	Да	
55.	Трансформатор должен быть обеспечен первичной поверкой при выпуске из производства. К мо-	Да	

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
	менту установки на место постоянной эксплуатации срок истечения межповерочного интервала допускается не более его половины		
56.	Устройство (а) для отбора проб/откачки/закачки масла/газа	Да	
57.	Металлоконструкция высотой 3400 мм	Да	
58.	Опорные изоляторы 35 кВ совместно с опорным зажимом под один провод марки АС-500/27	Да	
Маркировка, упаковка, транспортировка, условия хранения по ГОСТ 1983-2001, ГОСТ 14192-96, ГОСТ 23216-78			
59.	Маркировка, упаковка и консервация в соответствии ГОСТ или по требованиям МЭК (да, нет)	Да	
60.	Условия транспортирования	*	
61.	Условия хранения, срок хранения, отдельно хранящихся деталей, сборочных единиц	*	
62.	Наличие "шок-индикатора" на транспортной упаковке для контроля условий транспортировки (да, нет)	Да	
63.	Растаможивание и доставка оборудования до места назначения	Поставщик	
64.	Монтаж аппарата выполняется с участием шеф-инженера фирмы изготовителя (да, нет)	Да	
65.	Участие представителей Заказчика в заводских приемо-сдаточных испытаниях включено в стоимость оборудования	Да	
66.	Шеф-монтажные и пуско-наладочные работы включены в стоимость оборудования	Да	
67.	Срок хранения в упаковке производителя (лет) не более	2	
Требования к сервисным центрам			
68.	Наличие помещения, склада запасных частей и ремонтной базы (приборы и соответствующие инструменты) для осуществления гарантийного и постгарантийного ремонтов, сервисного обслуживания	Да	
69.	Организация обучения и периодическая аттестация персонала эксплуатирующей организации, с выдачей сертификатов.	Да	
70.	Наличие аттестованных производителем специалистов для осуществления гарантийного и постгарантийного ремонтов.	Да	
71.	Наличие согласованного с эксплуатирующей организацией аварийного резерва запчастей.	Да	
72.	Обязательные консультации и рекомендации по	Да	

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
	эксплуатации и ремонту оборудования специалистами сервисного центра для потребителей закреплённого региона.		
73.	Оперативное прибытие специалистов сервисного центра на объекты, где возникают проблемы с установленным оборудованием, в течение 72 часов.	Да	
74.	Поставка любых запасных частей, ремонт и/или замена любого блока оборудования в течение 20 лет с даты окончания гарантийного срока.	Да	
75.	Срок поставки запасных частей для оборудования, с момента подписания договора на их покупку не более 6 месяцев	Да	

Примечания:

1. Параметры, отмеченные *, должны быть представлены участником конкурса.
2. Во всем неоговоренном ОПН должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 52725-2021.
3. Участник конкурса должен представить в составе конкурсного предложения сразу после таблицы технических требований к ОПН копии следующих документов:
 - Сертификат соответствия (декларацию о соответствии) требованиям безопасности в системе ГОСТ Р (весь документ);

2.4.10 Требования к техническим характеристикам силового трансформатора 110 кВ

Для строительства	ПС 110/35/10 кВ Нижний Бестях (наименование объекта)
Количество	Трансформатор силовой 110 кВ наружной установки – 1 шт.
Срок поставки	Указывается подрядчиком
Адрес объекта	Российская Федерация, Республика Саха (Якутия), Мегино-Кангаласский, поселок городского типа Нижний Бестях

Таблица 2.12 Требования к техническим характеристикам силового трансформатора 110 кВ

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
Основные технические характеристики:			
1.	Номинальные напряжения сети, кВ	110	
2.	Наибольшее рабочее напряжение сети, кВ	126	
3.	Климатическое исполнение	ХЛ	
4.	Категория размещения	1	
5.	Температура окружающего воздуха, °С		
	- верхняя рабочая	+40	
	- нижняя рабочая	-60	

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
6.	Высота установки над уровнем моря, м, не более	1000	
7.	Сейсмичность района, баллов по шкале MSK-64, не менее	7	
Номинальные параметры и характеристики трансформаторов ГОСТ 12965			
8.	Номинальное напряжение, кВ	ВН-115 СН-38,5 НН-11	
9.	Номинальная мощность, МВ·А	40	
10.	Номинальная частота, Гц	50	
11.	Коэффициент трансформации. Предельное отклонение, %: - на основном ответвлении; - на неосновном ответвлении	$\pm 0,5$ ± 1	
12.	Схемы и группы соединения обмоток	Yн/Yн/Δ-0-11	
13.	Ток холостого хода, %, не более	0,35	
14.	Напряжение короткого замыкания, % ВН-НН		
	- ВН-СН	10,5	
	- ВН-НН	17,5	
	- СН-НН	6,5	
15.	Потери холостого хода, кВт, не более	35,0	
16.	Потери короткого замыкания на основном ответвлении, кВт, не более	195	
Предельные отклонения измеряемых параметров трансформаторов от нормированных			
17.	Напряжение КЗ (Uк) основного ответвления (кроме Uк между частями расщепленной обмотки НН) для двухобмоточного трансформатора или для пары обмоток трехобмоточного трансформатора, указанной в НД как основная пара, %	$\pm 7,5$	
18.	Ток холостого хода, %	30	
19.	Потери короткого замыкания на основном ответвлении, %	10	
20.	Потери холостого хода, %	15	
Требования к электрической прочности изоляции			
21.	Испытательные напряжения обмотки 110 кВ: - полного грозового импульса, кВ	$480 \pm 3 \%$	
	- срезанного грозового импульса, кВ	$550 \pm 3 \%$	
	- одноминутное переменное напряжение относительно земли, кВ	$200 \pm 1 \%$	
	- одноминутное переменное напряжение между фазами, кВ	$200 \pm 1 \%$	
22.	Испытательные напряжения обмоток низшего и среднего напряжения	$100 \pm 1\%$	
	- одноминутное переменное нейтралю, кВ		
	- ввода нейтралю, кВ	$110 \pm 1\%$	

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
	- полного грозового импульса нейтрали и ввода нейтрали, кВ	200 ± 3 %	
Требования к нагрузочной способности			
23.	Допустимые систематические нагрузки и аварийные перегрузки	ГОСТ Р 52719, ГОСТ 14209, СТО 56947007- 29.180.01.116-2012; согласно Приказа Минэнерго России от 08.02.2019 № 81	
24.	Требование к стойкости при коротком замыкании:	Испытание по ГОСТ 20243 или расчетное сравнение с испытательным прототипом	
Требования по нагреву			
25.	Превышение температуры отдельных элементов трансформатора над температурой окружающей среды, °С, не более: - для обмоток;	65	
	- для масла в верхних слоях;	60	
	- для магнитопровода и элементов конструкции;	75	
	- для контактов съемных вводов (при болтовом соединении): в масле в воздухе	85 65	
26.	Максимальная температура медных/алюминиевых обмоток при установившихся токах КЗ, °С	250/200	
Требования к механической прочности			
27.	Бак должен выдерживать испытание: - избыточным давлением, кПа - при вакууме с остаточным давлением, кПа	50 ⁺⁵ 50 _{-2,5}	
Требования к материалам			
28.	Показатели масла из бака трансформатора и контактора устройства РПН после заливки - пробивное напряжение, кВ, не менее	55	
	- тангенс угла диэлектрических потерь при температуре 90 °С, не более	0,7	
	- влагосодержание, % массы (г/т), не более	0,001 (10)	
	- класс промышленной чистоты, не более	9	
29.	Провод	Провод скальпированный или с эмалевой изоляцией,	

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
		транспонированный, изготовленный по технологии, обеспечивающей от- сутствие заусенцев	
30.	Степень полимеризации исходной намоточной бу- маги обмоток, единиц, не менее	1250	
31.	Требование к контрольным кабелям	Контрольные кабели должны быть изготовлены из материалов, не поддерживающих горение	
Требования к конструкции			
32.	Трансформатор должен быть изготовлен: - с кабельным вводом - для присоединения к элегазовому оборудованию	нет да	
33.	Конструкция трансформатора и вводов должна допускать демонтаж и установку вводов без съёма крышки или верхней части бака, выемки активной части из бака и слива масла ниже уровня прессую- щих колец	Обязательно	
Высоковольтные вводы			
34.	Количество на стороне:		
	- ВН	3	
	- СН	3	
	- НН, не менее	3	
	- нейтрали ВН	1	
	- нейтрали СН	1	
35.	Изоляция вводов 110 кВ	Твердая (RIP) изоля- ция	
36.	Устанавливаемые на трансформатор высоковольтные вводы на класс напряжения 110 кВ должны быть атте- стованы	Обязательно	
37.	Высоковольтные вводы должны соответствовать тре- бованиям СТО 56947007-29.080.20.088- 2011	Обязательно	
38.	Степень загрязнения установленных на трансформатор высоковольтных вводов	II*	
39.	Удельная длина пути утечки внешней изоляции вво- дов, см/кВ, не менее, в зависимости от степени загряз- нения	2,25	
Встроенные трансформаторы тока			
40.	На вводе ВН:		
	- количество трансформаторов тока на фазу	4	

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
	- номинальный первичный ток, A^2 , при установке на трехобмоточные трансформаторы мощностью, 40 МВ·А	600-400-300-200	
	- номинальный вторичный ток, А	5	
	- номинальная вторичная нагрузка, В·А	5-100	
	- номинальная предельная кратность вторичных обмоток для защиты, не менее	30	
	- номинальный коэффициент безопасности приборов вторичных обмоток для измерений	3-20	
	класс точности вторичных обмоток для защиты		
	- для защиты	10PR	
41.	На вводе СН:		
	- количество трансформаторов тока на фазу	4	
	- номинальный первичный ток, A^2 , при установке на трехобмоточные трансформаторы мощностью, 40 МВ·А	800-600-500-400	
	- номинальный вторичный ток, А	5	
	- номинальная вторичная нагрузка, В·А	5-100	
	- номинальная предельная кратность вторичных обмоток для защиты, не менее	30	
	- номинальный коэффициент безопасности приборов вторичных обмоток для измерений	3-20	
	класс точности вторичных обмоток для защиты		
	- для защиты	10PR	
42.	На вводе нейтрали ВН:		
	- количество трансформаторов тока на фазу	2	
	- номинальный первичный ток, A^2 , при установке на трехобмоточные трансформаторы мощностью, 40 МВ·А	600-400-300-200	
	- номинальный вторичный ток, А	5	
	- номинальная вторичная нагрузка, В·А	5-100	
	- номинальная предельная кратность вторичных обмоток для защиты, не менее	30	
	- номинальный коэффициент безопасности приборов вторичных обмоток для измерений	3-20	
	класс точности вторичных обмоток для защиты:		
	- для защиты	10PR	
43.	Метрологические характеристики обмоток трансформаторов тока	В соответствии с п. 6.4.1 ГОСТ 7746	
44.	Обеспечение возможности (конструктивное исполнение) проведения поверки трансформатора на месте эксплуатации	Обязательно	
45.	Пределы допускаемых погрешностей вторичных обмоток при номинальном первичном токе: - для защиты	± 3	

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
46.	Все ответвления трансформаторов тока должны быть выведены в коробку для присоединения кабелей	Обязательно	
47.	Периодичность проверок (межповерочный интервал), лет, не менее	8	
48.	Периодичность и объем технического обслуживания	В соответствии с руководством по эксплуатации трансформатора	
49.	Техническая документация к трансформатору тока на русском языке: - паспорт; - руководство по эксплуатации, включающее указания по транспортированию, хранению, монтажу и вводу в эксплуатацию; - копии протоколов испытаний; - копия декларации безопасности; - действующее свидетельство об утверждении типа средств измерений с приложением (описание типа) - наличие действующего свидетельства о поверке	Обязательно	
50.	Вид системы охлаждения	Д	
51.	Компоновка охладителей	Навесная на баке/выносная	
52.	Конструкция трансформатора должна обеспечивать возможность установки температурных датчиков для контроля степени загрязнения охладителей на входных и выходных патрубках охладителей	Обязательно	
53.	Наличие на трансформаторе: - патрубков для присоединения системы отбора и утилизации тепла (СОУТ) без слива масла из трансформатора; - штуцера для уравнивания давления масла между контурами трансформатора и контуром отбора тепла	*	
54.	Диаметр патрубков для присоединения СОУТ и тип арматуры	*	
55.	Конструкция охлаждающих устройств (радиаторов)	Пластичная	
56.	Ручное управление в системах охлаждения	Обязательно	
57.	Напряжение питания, В		
	- электродвигателей вентиляторов переменного тока	380	
	- цепей управления переменного тока	220	

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
	- цепей сигнализации постоянного тока	220	
58.	Автоматическое управление системой охлаждения	Обязательно	
59.	Частотное регулирование вентиляторов и маслонасосов систем охлаждения	*	
60.	Срок эксплуатации вентиляторов системы охлаждения, лет, не менее	30 (с заменой подшипников)	
61.	Двигатели вентиляторов и маслонасосов	Класс изоляции – не ниже F (для применения частотного регулирования) Изолированный задний подшипник электродвигателя	
Система защиты масла от контакта с окружающим воздухом			
62.	Устройство защиты масла от контакта с окружающим воздухом трансформаторов мощностью 25 МВ·А и более	Плёночное	
63.	Ёмкость расширителя должна обеспечивать постоянно наличие в нём масла вне зависимости от режима работы трансформатора и температуры окружающей среды	Обязательно	
64.	Система дыхания внутриплёночного пространства расширителя должна осуществляться через воздухоосушитель с силикагелем	Обязательно	
65.	Маслоуказатель на расширителе с датчиками минимального и максимального уровня масла («MIN», «MAX»)	Обязательно	
66.	Контрольные метки на шкале маслоуказателя для следующих температур масла при климатическом исполнении:	-60 ⁰ С/+15 ⁰ С /+40 ⁰ С	
Устройство регулирования напряжения			
67.	Расположение трехобмоточные трансформаторы мощностью, 40 МВ·А:	РПН в нейтрали ВН ПБВ на стороне СН	
68.	Диапазон регулирования трехобмоточные трансформаторы мощностью, 40 МВ·А:	РПН ± (9х1,78%) ПБВ ± (2х2,5%)	
69.	Устанавливаемые на трансформатор РПН должны быть аттестованы	Обязательно	
70.	РПН должны соответствовать СТО 34.01-3.2-010-2017	Обязательно	
71.	Устройство РПН должно быть снабжено: - струйным защитным реле; - датчиком положения; - датчиком температуры с уставкой от минус 25 °С	Обязательно	

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
72.	Трансформаторы с учетом применения вида системы охлаждения должны быть снабжены фильтрами:		
	- термосифонным,	Д	
	- термосифонным и адсорбционным	Д	
73.	Измеритель температуры обмоток	Обязательно	
74.	Расположение разъёма бака в трансформаторах с массой активной части более 25 т	Нижнее, если в НД не указано иное	
75.	Устройства подъёма и перекачки в продольном и поперечном направлениях	Обязательно	
76.	Возможность установки бака на фундамент без катков	*	
77.	Масса, кг:		
	- полная	*	
	- транспортная	*	
	- масса масла	*	
78.	Габаритные размеры, мм:		
	- высота	*	
	- длина	*	
	- ширина	*	
79.	Транспортные размеры, мм:		
	- высота	*	
	- длина	*	
	- ширина	*	
80.	Система мониторинга	*	
Требования по надежности			
81.	Наработка на отказ, ч, не менее	25 000	
82.	Срок службы, лет не менее	30	
83.	Срок службы уплотнительной резины, лет, не менее	30	
84.	Гарантийный срок эксплуатации со дня ввода в эксплуатацию, лет, не менее	5	
85.	Периодичность и объем технического обслуживания	В соответствии с руководством по эксплуатации трансформатора	
86.	Срок службы до проведения подпрессовки обмоток, лет, не менее	30 (подтверждение испытанием)	
Требования по безопасности			
87.	Требования безопасности, в том числе пожарной	Обязательно (протокол испытаний на безопасность)	

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
88.	Заземление баков трансформаторов должно быть выполнено в соответствии с требованиями ГОСТ 12.2.007.0 со следующими дополнениями: - при применении для заземления резьбового соединения диаметр резьбы;	M12	
	- площадь поверхности контактного соединения, мм, не менее;	40 x 40	
	- расположение заземляющего контакта	Внизу бака на стороне НН	
89.	Лестница, прикрепленная к баку и упоры	Обязательно	
90.	Наличие устройства защиты бака от повреждения внутренним давлением	Обязательно	
91.	Газовое реле	Обязательно	
92.	Вывод заземления активной части наружу бака	Обязательно	
93.	Российская декларация о соответствии требованиям безопасности	Обязательно	
94.	Система предупреждения взрыва и пожара	*	
95.	Конструкция трансформатора должна предусматривать наличие съемных анкерных столбов (в количестве 2-х) с анкерной точкой для обеспечения безопасной работы персонала на крышке трансформатора (работа на высоте свыше 1,8).	Обязательно	
Требования по экологии			
96.	Уровень напряжения радиопомех, измеренный при $1,1U_{н.р}/\sqrt{3}$, мкВ, не более	2500	
97.	Корректированный уровень звуковой мощности при номинальном напряжении, дБА, не более, для трансформаторов типовой мощности, 40 МВ·А:	91,0 (ГОСТ 12.2.024, пункт 1.2, таблицы 2, 3)	
Комплект поставки			
98.	Комплекующие изделия в соответствии с нормативной документацией на трансформатор конкретного типа	Обязательно	
99.	Масло в полном объеме (транспортное, для дозаливки)	Обязательно	
100.	Техническая документация на русском языке: - паспорт трансформатора с указанием результатов приемо-сдаточных испытаний; - паспорта комплекующих изделий; - руководство по эксплуатации трансформатора и комплекующих изделий; - инструкция по транспортированию, разгрузке, хранению, монтажу и вводу в эксплуатацию трансформатора; - чертежи важнейших составных частей в соответствии с НД на трансформаторы конкретных видов	Обязательно	

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
	- два экземпляра технической документации в бумажном виде и один экземпляр в электронном виде; паспорт, протоколы ПСИ на трансформатор в бумажном виде и таблицы технических характеристик в электронном виде в редактируемом формате для введения информации в БДО АСУ ТООР		
Маркировка, упаковка, транспортирование, условия хранения			
101.	Наличие таблички на трансформаторе с данными, указанными в ГОСТ Р 52719	Обязательно	
102.	Трансформатор, а также демонтированные на время транспортирования крупногабаритные составные части перевозят без упаковки	Обязательно В соответствии с правилами перевозки грузов или НД, действующими на транспорте данного вида	
103.	Составные части, внутренняя поверхность которых при эксплуатации трансформатора имеет контакт с маслом, при транспортировании и хранении должны быть герметизированы	Обязательно	
104.	Наличие «Шок-индикатора» на трансформаторе (транспортной упаковке) для контроля условий транспортирования	Обязательно	
105.	Условия транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды, группа хранения	В соответствии с группой условий хранения по ГОСТ 15150	
106.	Условия транспортирования изделий в зависимости от воздействия механических факторов	Л	
Требования к сервисным центрам производителя на территории РФ			
107.	Наличие помещения, склада запасных частей и ремонтной базы (приборы и соответствующие инструменты) для осуществления гарантийного и постгарантийного ремонта	1. Разрешительная документация на техническое обслуживание электротехнического оборудования. 2. Перечень и копии выполняемых договоров сервисного обслуживания.	
108.	Поставка любых запасных частей, ремонт и/или замена любого блока оборудования в течение 30 лет с даты окончания Гарантийного срока		
109.	Срок поставки запасных частей для оборудования, с момента подписания договора на их покупку, не более 6 месяцев		

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
110.	Организация обучения и периодическая аттестация персонала эксплуатирующей организации, с выдачей сертификатов	3. Отзывы о проделанной ранее сервисным центром работе (референс-лист).	
111.	Наличие аттестованных производителем специалистов для осуществления гарантийного и постгарантийного ремонта	4. Перечень используемых приборов, с подтверждением их метрологической аттестации. 5. Свидетельства и сертификаты о прохождении обучения персонала, подтверждающие право гарантийного обслуживания от имени завода-изготовителя.	
112.	Наличие согласованного с эксплуатирующей организацией аварийного резерва запчастей	6. Сертификаты, паспорт и иные документы, подтверждающие качество имеющихся в наличии запасных частей.	
113.	Обязательные консультации и рекомендации по эксплуатации и ремонту оборудования специалистами сервисного центра для потребителей закрепленного региона	7. Аттестат аккредитации на право проведения соответствующего вида метрологического контроля или действующего договора с организацией, аккредитованной в установленном порядке на право проведения соответствующего вида метрологического контроля	
114.	Оперативное прибытие специалистов сервисного центра на объекты, где возникают проблемы с установленным оборудованием, в течение 72 часов		
Требования к заводу-изготовителю			
115.	Анализ состояния производства в соответствии с Рекомендациями Р 50.3.004	Акт о результатах анализа состояния производства	

Примечания:

1. Параметры, отмеченные *, должны быть представлены участником конкурса.

2. Во всем неоговоренном силовые трансформаторы должны соответствовать требованиям ГОСТ 12965-93.

3. Участник конкурса должен представить в составе конкурсного предложения сразу после таблицы технических требований к силовым трансформаторам копии следующих документов:

– Сертификат соответствия (декларацию о соответствии) требованиям безопасности в системе ГОСТ Р (весь документ).

2.4.11 Требования к техническим характеристикам КРУ 35 кВ

Для строительства	ПС 110/35/10 кВ Нижний Бестях (наименование объекта)
Количество	1 компл.
Срок поставки	Указывается подрядчиком
Адрес объекта	Российская Федерация, Республика Саха (Якутия), Мегино-Кангаласский, поселок городского типа Нижний Бестях

Таблица 2.13 Требования к техническим характеристикам КРУ 35 кВ

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
Условия эксплуатации			
1.	Номинальные напряжения сети, кВ	35	
2.	Номинальная частота, ГЦ	50	
3.	Категория размещения и климатическое исполнение	У3	
4.	Температура окружающего воздуха, °С		
5.	- верхняя рабочая	+40	
	- нижняя рабочая	-25	
	Высота установки над уровнем моря, м, не более	1000	
6.	Сейсмичность района, баллов по шкале MSK-64, не менее	7	
7.	Требования к группе нормированных внешних механических воздействий	M6	
8.	Степень защиты оболочек шкафов КРУ	IP20C	
Номинальные параметры			
9.	Номинальное напряжение, кВ	35	
10.	Номинальное рабочее напряжение, кВ	40,5	
11.	Номинальный ток сборных шин, А	1000	
Классификация			
12.	Изоляционная среда	воздушная	
13.	Условия обслуживания	одностороннее	
14.	Классификация исполнения	с выкатными элементами	
15.	Вид управления	местное и дистанционное	

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
16.	Требования к изоляции токоведущих шин главных цепей	с неизолированными шинами	
17.	Вид линейных высоковольтных подсоединений	шинные	
18.	Уровень изоляции	нормальная изоляция	
Требования к электрической прочности изоляции			
19.	Испытательное напряжение полного грозового импульса, кВ:		
	- относительно земли между фазами (полюсами), между контактами выключателя и КРУ с одним разрывом на полюс;	190	
	- между контактами КРУ при контрольном и ремонтном положениях выкатных элементов	220	
20.	Испытательное переменное напряжение главных цепей в течение 1 мин, кВ:		
	- относительно земли, между фазами и между контактами выключателя;	95	
	- между контактами КРУ с двумя разрывами на полюс	120	
21.	Испытательное переменное напряжение главных цепей в течение 1 мин, кВ:		
	- относительно земли, между фазами и между контактами выключателя;	95	
	- между контактами КРУ с двумя разрывами на полюс	120	
22.	Испытательное переменное напряжение цепей управления и вспомогательных цепей в течение 1 мин, кВ	2	
23.	Сопротивление изоляции элементов из органических материалов, МОм, не менее	3000	
24.	Сопротивления изоляции вторичных цепей, МОм, не менее	1	
Требования по нагреву при длительной работе и токах короткого замыкания			
25.	Температура нагрева частей оболочки, к которым можно прикасаться при эксплуатации, °С	50	
26.	Допустимое превышение температуры над температурой окружающего воздуха (верхнее значение температуры при эксплуатации), °С:		
	- контакты из меди с покрытием серебром;	65	
	- контакты из меди с покрытием серебром не менее 24 мкм;	80	
	- соединения из меди, алюминия и их сплавов без покрытия;	50	
	- соединения из меди с покрытием серебром;	75	
	- соединения из меди с покрытием оловом	65	

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
27.	Измерение сопротивления постоянному току Значение сопротивления разъемных контактных соединений, мкОм, не более:		
	- номинальный ток 1000 А;	50	
28.	Предельно допустимое значение температуры нагрева токоведущих частей КРУ, при воздей- ствии сквозных токов короткого замыкания, °С:		
	- из металла, кроме алюминиевых, соприкасающи- еся с органической изоляцией или маслом;	250	
	- из меди и ее сплавов, не соприкасающиеся с ор- ганической изоляцией или маслом;	300	
	- из алюминия, не соприкасающиеся с органиче- ской изоляцией или маслом;	200	
	- стальные, не соприкасающиеся с органической изоляцией или маслом	400	
Требование к стойкости при сквозных токах короткого замыкания			
29.	Наибольший пик (тока электродинамической стойкости) i_d , кА	51	
30.	Среднеквадратичное значение тока за время его протекания (ток термической стойкости) I_T , кА	31,5	
Требование по стойкости к воздействию дуги при внутреннем коротком замыкании			
31.	- наличие датчиков дуговой защиты;	обязательно	
	- наличие клапанов сброса давления во всех высо- ковольтных отсеках;	обязательно	
	- значение тока, при котором обеспечивается чув- ствительность дуговой защиты, А, не менее;	500	
	- ток короткого замыкания, кА;	20	
	- время воздействия дуги, с, более	0,12	
	- предел локализации дуги	отсек	
Требования к коммутационной способности (режимы испытания выключателя в со- ставе КРУ)			
32.	Режим Т60		
	- ток отключения	$(0,48 \div 0,72) I_{0,ном}$	
	- операция или группа операций	«О-0,3с-ВО-180с- ВО»	
	- число опытов, не менее	1	
	Параметры ПВН		
	U_c , кВ	74	
	t_3 , мкс	52	
	$S = U_c / t_3$, кВ/мкс	1,44	
33.	Режим Т100а		
	- ток отключения, кА	$(1,0 \div 1,05) I_{0,ном}$	
	- последовательность операций	«О»	
	- число опытов, не менее	3	

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
	- нормированное содержание апериодической составляющей, %	(1,0÷1,05) β _н .	
	Параметры ПВН		
	U _с , кВ	69,4	
	t ₃ , мкс	122	
	S= U _с / t ₃ , кВ/мкс	0,57	
34.	Режим T100s		
	Ток отключения	(1,0÷1,1) I _{о.ном}	
	Ток включения	(1,0÷1,1) I _{в.н.}	
	Пик тока включения	(1,0÷1,1) i _{в.н.}	
	- операция или группа операций	«О-0,3с-ВО-20с-ВО»	
	- число опытов, не менее	1	
	Параметры ПВН		
	U _с , кВ	69,4	
	t ₃ , мкс	122	
	S= U _с / t ₃ , кВ/мкс	0,57	
35.	Режим Tcr3 (критические токи)		
	Ток отключения	(0,047÷0,052) I _{о.ном}	
	- операция или группа операций	«О-0,3с-ВО-180с-ВО»	
	- число опытов, не менее	1	
	Ток отключения	(0,19÷0,21) I _{о.ном}	
	- операция или группа операций	«О-0,3с-ВО-180с-ВО»	
	- число опытов, не менее	1	
	Параметры ПВН		
	U _с , кВ	74	
	t ₃ , мкс	26	
	S= U _с / t ₃ , кВ/мкс	2,88	
36.	Ток отключения холостого хода трансформатора разъемными контактами выкатных элементов, А	*	
Требования к конструкции			
37.	Наличие дверей отсека кабельного и выкатного элемента	*	

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
38.	Требования к отсеку выкатного элемента	с отдельным доступом, с наличием фиксированных рабочего и контрольного положения выкатного элемента, с защитными шторками, с червячным механизмом выкатывания/вкатывания, с возможностью перемещения выкатного элемента из рабочего в контрольное положение при закрытой двери и возможностью местного аварийного отключения выключателя при закрытой двери, с возможностью взаимозаменяемости выкатных элементов шкафов КРУ одного типоразмера.	
39.	Требования к отсеку кабельного присоединения	с отдельным доступом с фасадной, с подключением трехфазных кабелей с возможностью установки трансформаторов тока защиты от замыканий на землю	
40.	Оснащение электродвигательными приводами выкатного элемента и заземлителя	*	
41.	Блокировки в шкафах КРУ (механические и/или электромагнитные)	Обязательно	
42.	Усилие на рукоятке механизма перемещения выкатного элемента, Н, не более	245	
43.	Возможность оперирования высоковольтными выключателями при закрытой двери отсека выкатного элемента	Обязательно	
44.	Конструкция шкафов КРУ должна обеспечивать нормальное функционирование приборов измерения, управления и схем защиты	Обязательно	

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
45.	Винтовые соединения подвижных частей предо- хранены от самоотвинчивания	Обязательно	
46.	Средства (нагреватели), обеспечивающие условия работы КРУ при низких температурах	Обязательно	
47.	Мнемосхема на фасадной панели КРУ	Обязательно	
48.	Стационарный указатель напряжения	Обязательно	
49.	КРУ должны быть оборудованы заземляющими ножами и иметь смотровые окна для визуального определения положения заземляющих ножей	Обязательно	
50.	Изготовление корпуса КРУ из стального листа с антикоррозионным покрытием	Обязательно	
Требования к вспомогательным цепям			
51.	Номинальное напряжение вспомогательных цепей переменного тока, В, не более	400	
52.	Номинальное напряжение вспомогательных цепей постоянного (выпрямленного) тока, В, не более	220	
53.	Схемы вспомогательных соединений КРУ	На микроэлектрон- ных и микропроцес- сорных реле На мик- ропроцессорных устройствах защиты, управления, автома- тики и сигнализации	
Требования к механической стойкости			
54.	Шкафы КРУ должны выдерживать, циклов, не ме- нее:		
	- включений и отключений разъёмных контакт- ных соединений главных цепей;	2000	
	- включений и отключений разъёмных контакт- ных соединений вспомогательных цепей;	500	
	- перемещений выкатного элемента из контроль- ного положения в рабочее и обратно;	2000	
	- открываний и закрываний дверей шкафов КРУ;	2000	
	- открываний и закрываний защитных шторок;	2000	
	- включений-отключений заземляющего разъеди- нителя	1000	
55.	Соосность и величина вхождения подвижных кон- тактов:		
	- несоосность контактов, мм, не более	4÷5	
	- вертикальный люфт ламелей разъединяющих контактов ВЭ, мм, в пределах	8÷14	
	- вхождение подвижных контактов в неподвиж- ные, мм, не менее	15	
	- запас хода, мм, не менее	2	
Требования по надёжности			
56.	Срок службы до среднего ремонта, лет, не менее	15	

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
57.	Срок службы, лет, не менее	30	
58.	Вероятность безотказной работы шкафов КРУ за наработку 40000 часов, не менее	0,985	
59.	Ресурс встроенного выключателя по механической стойкости, цикл «ВО», не менее: - для вакуумного выключателя	10000	
60.	Ресурс по коммутационной стойкости вакуумного выключателя:		
	- количество операций «О» при номинальном токе отключения, кА: - 31,5 и менее	25	
	- количество операций «В» при токе включения (начальное действующее значение периодической составляющей), кА: - 31,5 и менее	13	
Гарантия изготовителя			
61.	Гарантийный срок эксплуатации, лет	5 лет, со дня ввода в эксплуатацию	
Требования по безопасности			
62.	Наличие декларации или сертификата соответствия требованиям безопасности	Обязательно	
63.	Испытание электрической прочности изоляции вторичных цепей КРУ одномоментным напряжением 50 Гц, кВ	2	
64.	Значение сопротивления между доступными металлическими нетоковедущими частями КРУ, которые могут оказаться под напряжением и местом подключения шкафа к контуру заземления, Ом, не более	0,1	
65.	КРУ должны быть оборудованы автоматически закрывающимися защитными шторками с петлями для запираения механическим съёмным замком	Обязательно	
Требования к маркировке, упаковке, транспортированию, условиям хранения			
66.	Наличие таблички с данными: - товарный знак предприятия-изготовителя; - условное обозначение типа КРУ и (или) типоразмера шкафа; - порядковый номер по системе нумерации предприятия-изготовителя; - дату изготовления (год); - номинальное напряжение в киловольтах; - номинальный ток главных цепей шкафа в амперах; - степень защиты по ГОСТ 14254;	Обязательно	

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
	- массу в килограммах; - обозначение стандарта или технических условий		
67.	Табличка с указанием порядкового номера шкафа КРУ на выкатном элементе	Обязательно	
68.	Транспортная маркировка	Обязательно	
69.	Упаковка должна обеспечивать: - исключение механических повреждений, защиту изоляционных частей от воздействия внешней среды при транспортировании	Обязательно	
70.	Требования к упаковке	*	
71.	Требования к транспортированию и хранению КРУ	*	
Требования к комплектности поставки			
72.	Комплект КРУ	шкаф; шины; составные части; ЗИП; принадлежности и монтажные материалы	
73.	Эксплуатационная документация, выполненная по ГОСТ 2.610:		
	- паспорт;	1 экз.	
	- руководство по эксплуатации;	2 экз.	
	- электрические схемы главных цепей;	1 экз.	
	- электрические схемы вспомогательных цепей;	2 экз.	
	- эксплуатационная документация на комплектующие;	1 экз.	
	- ведомость ЗИП	1 экз.	
Технические требования к элементам КРУ			
Требования к техническим характеристикам выключателя			
Основные параметры и технические характеристики			
74.	Дугогасящая среда	Вакуум	
75.	Номинальный ток отключения (периодическая составляющая), кА	20	
76.	Ток включения:		
	- наибольший пик, кА	51	
	- начальное действующее значение периодической составляющей, кА	20	
77.	Расчётное процентное содержание апериодической составляющей, %	*	
78.	Тип привода	электромагнитный	
Требования к механической работоспособности			
79.	Собственное время отключения, мс, не более	*	
	Собственное время включения, мс, не более	*	
	Напряжение срабатывания включающих устройств, В, не более	0,85 U _{п.ном}	

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
	Напряжение срабатывания отключающих устройств, В, не более:		
	- при питании постоянным током;	0,7 $U_{п.ном}$	
	- при питании переменным током через выпрямительное устройство;	0,65 $U_{п.ном}$	
	Разница между моментами замыкания контактов полюсов при включении, мс, не более	5,0	
	Разница между моментами размыкания контактов полюсов выключателей при отключении, мс, не более	3,3	
80.	Требование к ресурсу выключателя по механической стойкости N (число циклов «включение - пауза - отключение» В - t _п - О без тока в главной цепи).	10000	
	Объем испытаний, количество циклов:		
	«В-t _п -О-t _п » - при $U_{п} = U_{min}$;	2500	
	«В-t _п -О-t _п » - при $U_{п} = U_{max}$;	2500	
	«В-t _п -О-t _п » - при $U_{п} = U_{ном}$;	2500	
	«О-t _{6п} -ВО-t _п -В-t _п » - при $U_{п} = U_{ном}$	1250	
81.	Номинальное напряжение цепей управления (постоянный ток), В	220	
82.	Диапазон изменения напряжения постоянного тока цепей отключения, % от номинального значения	от 70 до 110	
83.	Диапазон изменения напряжения цепей включения, % от номинального значения	от 85 до 105	
84.	Диапазон изменения напряжения цепи двигателя завода пружин, % от номинального значения	от 85 до 110	
Требования к коммутационной способности			
85.	Полное время отключения не более, мс	*	
86.	Режим T10		
	- ток отключения, кА	(0,08÷0,12) $I_{о.ном}$	
	- последовательность операций	«О-0,3с-ВО-180с-ВО»	
	- число циклов	1	
	Параметры ПВН		
	U _с , кВ	74	
	t _з , мкс	26	
	S, кВ/мкс	2,88	
87.	Режим T30		
	- ток отключения, кА	(0,24÷0,36) $I_{о.ном}$	
	- последовательность операций	«О-0,3с-ВО-180с-ВО»	
	- число циклов	1	
	Параметры ПВН		
	U _с , кВ	74	

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
	t ₃ , мкс	26	
	S, кВ/мкс	2,88	
88.	Режим Т60		
	- ток отключения, кА	(0,54÷0,66) I _{о.ном}	
	- последовательность операций	«О-0,3с-ВО-180с-ВО»	
	- число циклов	1	
	Параметры ПВН		
	U _с , кВ	74	
	t ₃ , мкс	52	
	S, кВ/мкс	1,44	
89.	Режим Т100s		
	- ток отключения, кА	(1,0÷1,1) I _{о.ном}	
	- ток включения, кА	(1,0÷1,1) I _{в.н.}	
	- пик тока включения	(1,0÷1,1) i _{в.н.}	
	- последовательность операций	«О-0,3с-ВО-20с-ВО»	
	- число циклов	1	
	Параметры ПВН		
	U _с , кВ	69,4	
	t ₃ , мкс	122	
	S, кВ/мкс	0,57	
90.	Режим Т100а		
	- ток отключения, кА	(1,0÷1,05) I _{о.ном}	
	- последовательность операций	«О»	
	- число опытов, не менее	3	
	- нормированное содержание апериодической составляющей, %	(1,0÷1,05) β _{н.}	
	Параметры ПВН		
	U _с , кВ	69,4	
	t ₃ , мкс	122	
	S, кВ/мкс	0,57	
91.	Режим Тcr1		
	I _о , кА	(0,19÷0,21) I _{о.ном} (0,047÷0,052) I _{о.ном}	
	Последовательность операций	«О-0,3с-ВО-180с-ВО»	
	Количество циклов	1	
	Параметры ПВН		
	U _с , кВ	74	
	t ₃ , мкс	26	
	S, кВ/мкс	2,88	
92.	Режим Т2ph' (в условиях двойного КЗ на землю)		
	I _о , кА	(0,87÷0,91) I _{о.ном}	
	Последовательность операций	«О»	
	Количество операций	1	
	Параметры ПВН:		

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
	U _c , кВ	79,9	
	t _з , мкс	140,5	
	S, кВ/мкс	0,57	
Коммутационная способность при отключении и включении емкостных токов конденсаторных батарей			
93.	Отключение конденсаторных батарей		
	Класс C1		
	режим 1:		
	- ток отключения, А	(0,1÷0,4)I _c	
	- количество операций «О»	24	
	режим 2:		
	- ток отключения, А	I _c	
	- количество операций «ВО»	24	
	Класс C2		
	режим 1:		
	- ток отключения, А	(0,1÷0,4)I _c	
	- количество операций «О»	24	
	режим 2:		
	- ток отключения, А	I _c	
	- количество операций «ВО»	80	
Требования к техническим характеристикам трансформатора тока			
94.	Наличие декларации соответствия требованиям безопасности в системе ГОСТ Р и свидетельства об утверждении типа средств измерений	Обязательно	
95.	Наличие Свидетельства о первичной поверке средств измерений	Обязательно	
96.	Наличие действующего заключения аттестационной комиссии	Обязательно	
Требования к техническим характеристикам трансформатора напряжения			
97.	Наличие декларации соответствия требованиям безопасности в системе ГОСТ Р и свидетельства об утверждении типа средств измерений	Обязательно	
98.	Наличие Свидетельства о первичной поверке средств измерений	Обязательно	
99.	Наличие действующего заключения аттестационной комиссии	Обязательно	
Требования к техническим характеристикам ОПН			
100.	Применение аттестованных ОПН в установленном порядке	Обязательно	
Требования к сервисным службам			

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Предлагаемое участником конкурса
101.	Наличие помещения, склада запасных частей и ремонтной базы (приборы и соответствующие инструменты) для осуществления гарантийного и постгарантийного ремонта	1. Разрешительная документация на техническое обслуживание электротехнического оборудования.	
102.	Организация обучения и периодическая аттестация персонала эксплуатирующей организации, с выдачей сертификатов.	2. Перечень и копии выполняемых договоров сервисного обслуживания.	
103.	Наличие аттестованных производителем специалистов для осуществления гарантийного и постгарантийного ремонта	3. Отзывы о проделанной ранее сервисным центром работе (референс-лист).	
104.	Наличие достаточного для обеспечения своевременного (не более 5-ти суток) ремонта всего спектра поставляемого оборудования аварийного резерва запчастей	4. Перечень используемых приборов, с подтверждением их метрологической аттестации.	
105.	Обязательные консультации и рекомендации по эксплуатации и ремонту оборудования специалистами сервисного Центра для потребителей закреплённого региона	5. Свидетельства и сертификаты о прохождении обучения персонала, подтверждающие право гарантийного обслуживания от имени завода-изготовителя.	
106.	Оперативное прибытие специалистов сервисного центра на объекты, где возникают проблемы с установленным оборудованием, в течение 72 часов	6. Сертификаты, паспорт и иные документы, подтверждающие качество имеющихся в наличии запасных частей	
107.	Поставка любых запасных частей, ремонт и/или замена любого блока оборудования в течение 20 лет с даты окончания гарантийного срока		
108.	Срок поставки запасных частей для оборудования, с момента подписания договора на их покупку, не более одного месяца		
Требования к заводу-изготовителю			
109.	Наличие системы входного и промежуточного контроля качества	Акт о результатах анализа состояния производства по Р 50.3.004	
110.	Наличие выходного контроля качества готовой продукции		
111.	Сертификат системы управления и качества ISO 9001		
112.	Наличие испытательной лаборатории		
113.	Система подготовки персонала		
114.	Наличие приспособленных и оснащенных техническими средствами помещений для изготовления, наладки и хранения готовой продукции и запасных частей	Обязательно	

Примечания:

1. Параметры, отмеченные *, должны быть представлены участником конкурса.
2. Во всем неоговоренном КРУ должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 55190-2022.
3. Участник конкурса должен представить в составе конкурсного предложения сразу после таблицы технических требований к КРУ копии следующих документов:
 - Сертификат соответствия (декларацию о соответствии) требованиям безопасности в системе ГОСТ Р (весь документ).

3 ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЕ

3.1 Перечень нормативных документов

Таблица 3.1 Перечень нормативных документов РЗА

Нормативный документ	Номер документа, шифр
Правила устройства электроустановок (ПУЭ). Шестое и седьмое издания (все действующие разделы)	Приказ Минэнерго России, от 08.07.2002 г. № 204
Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС)	СТО 56947007-29.240.10.248-2017
Приказ об утверждении требований к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики	Приказ Минэнерго №101 от 13.02.2019

3.2 Технические требования к РЗА

Схема распределения по ТТ и ТН устройств ИТС приведена в ТЭП-28201/216-ПС-2025-КД.ГЧ2 лист 6.

Схема организации цепей напряжения приведена в ТЭП-28201/216-ПС-2025-КД.ГЧ2 лист 7.

Таблица 3.2 Состав защищаемого оборудования и функций РЗА

№ п/п	Присоединение (элемент схемы)	Вариант исполнения	Состав защит (указываются только используемые для защиты данного присоединения функции)
1	3Т	-	ДЗТ, МТЗ/У, ЗП, ТЗНП, АРНТ, ГЗТ, ГЗ РПН, ТЗ Т, АУВ
2	В-35-3Т	-	МТЗ/У, УРОВ, АУВ
3	ТН-35-3	-	АЧР, ЗМН, СЗЗ, КЦН
4	В-55	-	ДЗ, МТЗ, УРОВ, ЗОЗЗ, АУВ
5	3 с.ш. 35 кВ	-	ЛЗШ, ЗДЗ

3.3 Основные принципы построения и структура РЗА

Для ПС 110 кВ Нижний Бестях принята принципиальная организация построения вторичных систем и их взаимосвязей, в которых:

– обмен информацией между интеллектуальными электронными устройствами осуществляется преимущественно дискретными и аналоговыми электрическими сигналами, передаваемыми по контрольному кабелю;

– информационный обмен с верхним уровнем подстанции осуществляется цифровыми сигналами.

Таблица 3.3 Состав и объем поставки оборудования РЗА

Клас с напр я- жени я, кВ	Общеподст ан- ционные устройства/ Присое- динение	Код шкафа	Назначе ние	Коли - честв о	Место установ ки	Характеристи ки шкафа	Примечан ие	Предлагаем ый к поставке типовой шкаф, производит ель (заполняетс я поставщиком)
110	ЗТ	-	ДЗТ, ГЗ Т, ГЗ РПН, ТЗ Т, МТЗ/У, ЗП, ТЗНП, АУВ, УРОВ	1	ОПУ, шкаф 14Р	Фазные токи Ia, Ib, Ic - 5А. Междуфазные напряжения стороны СН Uab, Ubc – 100В. Питание 220 В DC	Монтажная единица 01 (ИЭУ1) – основные защиты ЗТ. Монтажная единица 02 (ИЭУ2) – резервные защиты ЗТ	
	ЗТ	-	АРНТ	1	ОПУ, шкаф 15Р	Фазный ток ВН Ib - 5А. Фазный ток СН Ib - 5А. Междуфазные напряжения стороны СН Uab, Ubc – 100В. Напряжение нулевой посл- ти 3Uo Питание 220 В DC		
	ПС	-	Шкаф управлени я В-110- ЗТ, В-35- ЗТ	1	ОПУ, шкаф 13Р	Фазные токи Ia, Ib, Ic - 5А. Фазное напряжение Ua – 100√3В. Питание 220 В DC	Нетиповой, согласно заданию заводу, шифр ТЭП- 28201/216- ПС-2025- 290-УА	
	ТН-110-3	-	Шкаф орг-ции цепей напр-я 110 кВ ТН-110-3	1	ОПУ, шкаф 18Р	Фазные напряжения Ua, Ub, Uc – 100√3 В. Напряжение нулевой посл- ти 3Uo Питание 220 В DC	Нетиповой, согласно заданию заводу, шифр ТЭП- 28201/216- ПС-2025- 290-УА	
	ПС	-	ШРОТ	1	ОПУ, шкаф ШРОТ	Питание 220 В DC	Нетиповой, согласно заданию заводу,	

Клас с напр я- жени я, кВ	Общеподст ан- ционные устройства/ Присое- динение	Код шкаф а	Назначе ние	Коли - честв о	Место установ ки	Характеристи ки шкафа	Примечан ие	Предлагаем ый к поставке типовой шкаф, производит ель (заполняетс я поставщик ом)
							шифр ТЭП- 28201/216- ПС-2025- 290-УА	
35	В-35-3Т	-	МТЗ/У, УРОВ, АУВ, ЛЗШ	1	ОПУ, шкаф 16Р	Фазные токи Ia, Ib, Ic - 5А. Междуфазные напряжения Uab, Ubc, Uca – 100В. Питание 220 В DC	Монтажная единица 01	
	ТН-35-3		АЧР, ЗМН, СЗЗ, КЦН			Междуфазные напряжения Uab, Ubc, Uca – 100В. Фазные напряжения Ua, Ub, Uc – 100√3 В. Питание 220 В DC	Монтажная единица 02	
	В-55	-	ДЗ, МТЗ, УРОВ, ЗОЗЗ, АУВ	1	ОПУ, шкаф 17Р	Фазные токи Ia, Ib, Ic - 5А. Междуфазные напряжения Uab, Ubc, Uca – 100В. Напряжение нулевой посл- ти 3Uo Питание 220 В DC		
	ТН-35-3	-	Шкаф орг-ции цепей напр-я 35 кВ ТН- 35-3	1	ОПУ, шкаф 19Р	Фазные напряжения Ua, Ub, Uc – 100√3 В. Напряжение нулевой посл- ти 3Uo Питание 220 В DC	Нетиповой, согласно заданию заводу, шифр ТЭП- 28201/216- ПС-2025- 290-УА	

3.4 Гарантийные обязательства

Гарантия на поставляемое оборудование и программное обеспечение должна распространяться не менее чем на 3 года с момента ввода (приобретения) устройств РЗА в

эксплуатацию. В период гарантийного срока Подрядчик должен за свой счет и в согласованные с Заказчиком сроки устранять выявленные дефекты в поставляемом оборудовании и программном обеспечении. Производитель оборудования должен гарантировать поставку любых запасных частей, ремонт и/или замену любого блока оборудования в течение 20 лет с даты окончания Гарантийного срока. Кроме того, должны быть оговорены условия Подрядчика, на которых гарантия может быть продлена на более длительный срок.

3.5 Состав технической и эксплуатационной документации

Поставщик должен предоставить полный комплект технической и эксплуатационной документации на русском языке, подготовленной в соответствии с ГОСТ 34.003-90, ГОСТ 34.201-89, ГОСТ 27300-87 в составе, необходимом для проектирования, монтажа, наладки, пуска, сдачи в эксплуатацию, обеспечения правильной и безопасной эксплуатации, технического обслуживания поставляемого оборудования, в том числе указанной в Таблица 3.4.

Таблица 3.4 Виды документов и формы представления документов для шкафов

№	Документ	Вид
1	Паспорт	бумажный
2	Руководство по эксплуатации, содержащее: - описание технических параметров (характеристик) ИЭУ в составе шкафа. Для устройств РЗА, в которых реализованы функции РЗ, должно указываться сведения о минимально необходимом сроке достоверного изменения значения тока, при котором обеспечивается правильная работа функций РЗ, реализованных в устройстве РЗА, в переходных режимах, сопровождающихся насыщением ТТ; - описание принципов работы, технических характеристик, алгоритмов встроенных функций и их полные функционально-логические схемы, с описанием их функционирования и взаимодействия внутри ИЭУ; - принципиальные (полные) схемы; - инструкции по наладке, техническому обслуживанию и эксплуатации с указанием требований по периодичности, виду обслуживания и необходимому объему профилактических работ по каждому виду обслуживания; - срок службы ИЭУ в составе шкафа; - инструкцию по обновлению программного обеспечения с необходимым объемом проверочных работ при обновлении программного обеспечения; - инструкцию по параметрированию (конфигурированию) ИЭУ в составе шкафа; - описание типовых сигналов диагностики и рекомендации по действиям при их возникновении в процессе эксплуатации	электронный, pdf
3	Методика расчета и выбора параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования устройств РЗА, в том числе включающая бланк уставок, содержащий перечень всех параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования, предусмотренных организацией – изготовителем устройства РЗА, условия выбора каждого параметра настройки (уставки) и алгоритма функционирования устройства РЗА, типовые примеры их выбора. Для устройств РЗА, в которых реализованы функции РЗ, методика должна также содержать требования к измерительным трансформаторам	электронный, pdf

№	Документ	Вид
	тока, при выполнении которых обеспечивается правильная работа функций РЗ, в том числе при возникновении апериодической составляющей тока	
4	Протокол заводских приемо-сдаточных испытаний	электронный, pdf
5	Полный бланк уставок	электронный, doc
6	Типовой протокол наладки с указанием пунктов, которые выполняются при том или ином виде технического обслуживания	электронный, pdf, doc
7	Схема принципиальная	электронный, pdf, dwg
8	Схема монтажная	электронный, pdf, dwg
9	Спецификация комплектности шкафа	бумажная
10	Файл описания возможностей каждого ИЭУ в составе шкафа	электронный, pdf

3.6 Технические требования к контрольным кабелям

Поставляемая кабельная продукция должна соответствовать требованиям писем ПАО «ФСК ЕЭС» от 30.06.2011 № ДГ/93/1262 «О применении контрольного кабеля» и ОАО «ЦИУС ЕЭС» от 14.10.2014 №Ц0/ИД/639 «О входном контроле качества контрольного кабеля», а именно:

1. Маркировка кабеля – отчетливо видна и нестираемая, с указанием завода изготовителя, марки кабеля, года выпуска. Например: ЗАО «СКК» КВВГЭнг(А)-LS 27х2,5 - 2011г.;
2. Внешний вид – отсутствие трещин, вмятин на оболочке;
3. Номинальное сечение жилы – измеряется микрометром или штангельциркулем (1; 1,5; 2,5; 4; 6 мм²), при этом обращается внимание на ровность центровки жилы и изоляции;
4. Толщина изоляции 0,6/0,7 мм в зависимости от сечения жил;
5. Маркировка жил - цветовая или цифровая всех жил, нестираемая и отчетливая;
6. Наличие экрана из алюминиевой фольги толщиной 0,1 – 0,15мм;
7. Наличие продольно проложенной медной проволоки – луженой, диаметром 0,4-0,6мм;
8. Наличие разделительного слоя между оболочкой и жилами - толщиной не менее - 0,5мм;
9. Электрическое сопротивление изоляции пересчитанное на 1км длины не менее – для сечений:
 - 0,75 – 2,5 мм² - 10 МОм;
 - 2,5 – 4 мм² – 9 МОм;

- 6 мм² – 6 МОм.
- 10. Наличие заводского протокола испытания – с указанием марки кабеля, завода изготовителя, длины кабеля на барабане, № барабана, массы кабеля, замеров сопротивления изоляции жил, сопротивления медной жилы постоянному току, испытания переменным напряжением 2500В в течении 5 мин., печатей ОТК завода;
- 11. Наличие сертификатов пожарной безопасности, соответствия или заключения аттестационной комиссии;
- 12. Срок службы контрольного кабеля должен составлять не менее 30 лет, с гарантийным обслуживанием 36 месяцев.

Таблица 3.5 Объем поставки контрольных кабелей, провода, необходимого для систем РЗА

Наименование оборудования	Кол-во, м.	Марка, производитель
ПС 110 кВ Нижний Бестях		
Кабель контрольный с медными жилами, с изол. из ПВХ пластика не распространяющий горение, с пониженным дымообразованием	3174	КВВГЭнг(А)-LS 4х1,5
Кабель контрольный с медными жилами, с изол. из ПВХ пластика не распространяющий горение, с пониженным дымообразованием	824	КВВГЭнг(А)-LS 4х2,5
Кабель контрольный с медными жилами, с изол. из ПВХ пластика не распространяющий горение, с пониженным дымообразованием	685	КВВГЭнг(А)-LS 5х1,5
Кабель контрольный с медными жилами, с изол. из ПВХ пластика не распространяющий горение, с пониженным дымообразованием	1100	КВВГЭнг(А)-LS 5х2,5
Кабель контрольный с медными жилами, с изол. из ПВХ пластика не распространяющий горение, с пониженным дымообразованием	566	КВВГЭнг(А)-LS 7х1,5
Кабель контрольный с медными жилами, с изол. из ПВХ пластика не распространяющий горение, с пониженным дымообразованием	244	КВВГЭнг(А)-LS 10х1,5
Кабель контрольный с медными жилами, с изол. из ПВХ пластика не распространяющий горение, с пониженным дымообразованием	92	КВВГЭнг(А)-LS 2х0,5
Кабель контрольный с медными жилами, с изол. из ПВХ пластика не распространяющий горение, с пониженным дымообразованием	15	КВВГЭнг(А)-LS 4х0,5
Кабель силовой с медными жилами, с изол. из ПВХ пластика не распространяющий горение, с пониженным дымообразованием	62	ВВГнг(А)-LS 14х1,5
Провод изолированный медный с изоляцией из ПВХ пластика не распространяющий горение, с пониженным дымообразованием	300	ПуВнг(А)-LS 1х1,5

4 ТРЕБОВАНИЯ К ПТК ССПИ

4.1 Общие требования к системе ПТК ССПИ

Все проектируемое оборудование и программное обеспечение должно соответствовать следующим требованиям:

- оборудование подлежащее аттестации должно быть аттестовано в ПАО «Якутскэнерго»;
- оборудование должно иметь протоколы ЭМС по ГОСТ Р 51317.6.5-2006;
- оборудование должно находиться в Едином реестре российской радиоэлектронной продукции Минпромторг или в реестре российской промышленной продукции;
- применяемое ПО должно находиться в реестре Российских программ для электронных вычислительных машин и баз данных Минцифры России.

Основные требования к мониторингу работоспособности измерительной части терминалов РЗА, ССПИ должны обеспечивать создание типизированных ПАМИ для решения следующих задач:

- повышение надежности работы систем РЗА и измерительных канатов ССПИ вторичных цепей за счёт периодического контроля готовности измерительных канатов к работе;
- увеличение сроков интервалов между калибровками;
- сокращение расходов на ТОИР.

4.2 Технические требования к системе

4.2.1 Перечень функций, выполняемых ССПИ

Таблица 4.1 Перечень технологических и общесистемных функций ПТК ССПИ

№ п/п	Функция	Для выполнения в рамках конкурса
	Технологические	
1.	Измерение, преобразование, сбор аналоговой и дискретной информации о текущих технологических режимах и состоянии оборудования	да
2.	Представление текущей и архивной информации оперативному персоналу и другим пользователям на ПС (контроль и визуализация состояния оборудования ПС)	да

№ п/п	Функция	Для выполнения в рамках конкурса
3.	отображение на мнемосхемах объекта (с динамическим изменением состояния) значений аналоговых технологических параметров и отображение состояния оборудования с индикацией отклонений от нормы	да
4.	Технологическая предупредительная и аварийная сигнализации: контроль и регистрация предупредительных и аварийных сигналов, контроль отклонения аналоговых параметров за предупредительные и аварийные пределы, вывод аварийных и предупредительных сигналов на АРМ, фильтрация, обработка	да
5.	Автоматизированное управление оборудованием ПС (в том числе дистанционное): управление КА ПС (выключатели, разъединители, заземляющие ножи), управление приводами РПН, управление технологическим оборудованием (насосы, задвижки и др.), управляемыми средствами регулирования технологического режима оборудования ПС, автоматизированное формирование бланков переключений	да
6.	Программные блокировки управления КА (оперативная логическая блокировка КА).	нет
7.	Информационное взаимодействие с имеющимися на ПС автономными системами автоматизации и управления (РЗА, РАС, КСТСБ и т.п.) по стандартным протоколам	да
8.	Удаленное изменение состояния программных и оперативных элементов систем РЗА и ССПИ: переключение групп уставок и оперативный ввод-вывод из работы устройств, отключение-включение отдельных функций в устройствах	да
9.	Контроль состояния и дистанционное управление локальными системами автоматического управления	да
10.	Регистрация аварийных событий собственными средствами или посредством информационного обмена с автономными системами РЗА, РАС и др.	нет
11.	Фиксация результатов определения места повреждения на ВЛ (ОМП) путем получения, архивирования и представления данных от автономных устройств ОМП, систем РЗА, РАС	нет
12.	Обмен оперативной информацией с РЭС, ЦУС	да
13.	Обмен неоперативной технологической информацией с РЭС, ЦУС (сбор и передача осциллограмм)	да
14.	Мониторинг работы первичного оборудования	нет

№ п/п	Функция	Для выполнения в рамках конкурса
15.	Учет ресурса коммутационного оборудования	<i>нет</i>
16.	Расчет баланса мощности на шинах ПС	<i>нет</i>
17.	Контроль климатических условий снаружи (температура, сила ветра), в помещениях и отдельно стоящих зданиях (температура)	<i>нет</i>
18.	Контроль положения ключей управления панелей РЗА и ССПИ	<i>да</i>
19.	Автоматизированная подсистема мониторинга и анализа функционирования работы устройств РЗА (АСМ РЗА)	<i>да</i>
20.	Автоматический мониторинг измерений (ПАМИ). ПАМИ выполняется на основе СТО 56947007-29.240.10.303-2020	<i>нет</i>
Системные		
21.	Организация внутрисистемных и межсистемных коммуникаций, обработка и передача информации на смежные и вышестоящие уровни	<i>да</i>
22.	Тестирование и самодиагностика программной, аппаратной и канальной (сетевой) части компонентов ССПИ, в том числе каналов ввода-вывода и передачи информации	<i>да</i>
23.	Синхронизация компонентов ССПИ и интегрируемых в ССПИ автономных цифровых систем по сигналам системы единого времени	<i>да</i>
24.	Архивирование и хранение информации в заданных форматах и за заданные интервалы времени	<i>да</i>
25.	Защита от несанкционированного доступа, информационная безопасность и разграничение прав (уровней) доступа к системе и функциям	<i>да</i>
26.	Антивирусная защита программного обеспечения АРМ и серверов подстанционного уровня ССПИ	<i>да</i>
27.	Документирование, формирование и печать отчетов, рапортов и протоколов в заданной форме, ведение оперативной базы данных, суточной ведомости и оперативного журнала.	<i>нет</i>
28.	Автоматизированное конфигурирование и параметрирование с использованием SCL (предоставление информационной модели)	<i>нет</i>

№ п/п	Функция	Для выполнения в рамках конкурса
29.	Расчет необходимых агрегированных и/или производных значений (среднее, интегральное и т.п.)	<i>нет</i>

4.2.2 Характеристика объекта автоматизации

Таблица 4.2 Состав контролируемого и управляемого оборудования

Состав контролируемого и управляемого оборудования						
№ п/п	Наименование оборудования	Ед. изм.	Кол-во	контроль	управление	Примечание
Общеподстанционное оборудование						
1.	Шкаф управления В-110-3Т, В-35-3Т	компл.	1	+	+	Контроль срабатывания и исправности, управление функциями через подсистему мониторинга РЗА
2.	Шкаф основных и резервных защит АУВ ВН трехобмоточного тр-ра 3Т	компл.	1	+	+	
3.	Шкаф АРНТ 3Т	компл.	1	+	+	
4.	Шкаф защит, АУВ ввода В-35-3Т и защит трансформатора напряжения ТН-35-З	компл.	1	+	+	
5.	Шкаф защиты и АУВ ВЛ 35 кВ Н. Бестях - Железнодорожная	компл.	1	+	+	
Оборудование ОРУ 110 кВ						
1.	В-110-3Т	шт.	1	+	+	
Оборудование ЗРУ 35 кВ						
1.	Яч.17 В-35-3Т	шт.	1	+	+	
2.	В-35 Н.Бестях-Ж.Д. яч.19	шт.	1	+	+	

4.2.3 Иерархия управления коммутационными аппаратами

№ п/п	Тип коммутационного аппарата	Вид и место управления			Примечание
		ЦУС	РЭС	ПС	
1	Выключатели 110 кВ	+	+	+	

4.2.4 Управляющие сигналы формируемые ССПИ

Оборудование	Команда управления	Количество сигналов
В-110-3Т	Включить Отключить	2
Яч.17 В-35-3Т	Включить Отключить	2
В-35 Н.Бестях-Ж.Д. яч.19	Включить Отключить	2

4.2.5 Характеристика источников информации. Перечень систем ПС для интеграции в ССПИ

Таблица 4.3 Состав контролируемого и управляемого оборудования

Наименование Системы, устройства	Протокол взаимодействия с ПТК ССПИ	Шина интеграции
РЗА	МЭК 60850-5-101/Modbus RTU	Шина RS485

4.2.6 Основные принципы построения и структура ССПИ

Для сбора и передачи телемеханической информации используется комплекс телемеханики и диспетчерского контроля КП «Исеть» производства НТК «Интерфейс», г. Екатеринбург.

Дистанционное управление выключателями выполняется с помощью блоков ТУ430. Телесигнализация выключателей и разъединителей выполняется с помощью блоков ТС430, также организован сбор информации от систем охранной и пожарной сигнализаций.

Для измерения, контроля и чета технологических параметров используются цифровые измерительные преобразователи Satec PM130P Plus классом точности 0,5S.

КП «Исеть» обеспечивает прием и передачу сигналов телеизмерения от измерительных преобразователей Satec PM130P Plus, предварительную обработку информации, её накопление в архивах и передачу информации по каналам связи.

В ОПУ предусмотрено рабочее место дежурного электромонтера с возможностью управления коммутационными аппаратами 110, 35, 10 кВ посредством АСДУ.

Все передаваемые параметры сопровождаются метками единого астрономического времени.

Оборудование телемеханики размещено в шкафах аппаратуры телемеханики в ОПУ. Измерительные преобразователи установлены в ячейках ЗРУ.

Дистанционное управление коммутационными аппаратами 110, 35, 10 кВ ПС 110 кВ Нижний Бестях осуществляется диспетчером с ДП Майинского РЭС. Ретрансляция телеинформации организовано на ДП ЦЭС.

В настоящий момент ССПИ осуществляет:

- оперативное управление всеми выключателями главной электрической схемы;
- получение информации о состоянии оборудования 110, 35 и 10 кВ.

Измеряемые параметры включают следующую информацию:

- напряжение каждой фазы и линейное;
- ток каждой фазы;
- активная, реактивная, полная мощность для каждой фазы и суммарная трехфазная мощность;
- частота.

Сбор телесигнализации включает в себя:

- сигнализацию при аварийных ситуациях на ПС;
- предупредительную сигнализацию на подстанции.

Для возможности удаленного доступа к терминалам РЗА и регистраторам аварийных событий с ДП ЦЭС и ДП Якутскэнерго организована обвязка микропроцессорной техники РЗА в общую локальную сеть с дальнейшим подключением к каналам связи.

Электропитание аппаратуры телемеханики в ОПУ организовано от сети переменного тока напряжением 230В с резервированием от источника бесперебойного питания, входящего в состав шкафа с оборудованием телемеханики. Питание управляющих контроллеров Синком IP, модулей ТС430 и ТУ430 осуществляется от преобразователя 24В, входящего в состав шкафа с оборудованием телемеханики.

Электропитание измерительных преобразователей в ячейках ЗРУ осуществляется цепями питания переменного тока напряжением 230В от щита распределительного ЗРУ.

Согласно техническому заданию, проектом предусматривается расширение существующей ССПИ ПС 110 кВ Нижний Бестях в части вновь вводимого оборудования и коммутационных аппаратов.

Расширение ССПИ предусматривается в следующих объемах вновь вводимого оборудования:

- оборудование ОРУ 110 кВ (выключатель, разъединители, заземляющие ножи);
- оборудование ОРУ 35 кВ (разъединитель, заземляющие ножи);
- оборудование ЗРУ 35 кВ (выключатель, выкатной элемент).

Структурная схема ССПИ представлена на листе графической части ТЭП-28201/216-ПС-2025-КД.ГЧ8.

Для сбора аналоговых измерений, телесигнализации, а также передачи команд дистанционного управления предусматривается установка шкафа КП ТМ №2 в составе:

- контроллер телемеханики с поддержкой промышленных протоколов, включая МЭК 60870-5-104 и МЭК 61850;
- модули сбора телесигнализации;
- модули передачи команд дистанционного управления;
- многофункциональный измерительный преобразователь (для В-110-3Т);
- источник бесперебойного питания.

Проектом предусматривается подключение измерительного преобразователя В-110-3Т к проектируемым измерительным трансформаторам с помощью контрольных кабелей с медными жилами.

Сбор аналоговых измерений по стороне 35 кВ осуществляется с помощью цифровых измерительных преобразователей, поставляемых комплектно с ячейками ЗРУ 35 кВ. Интеграция проектируемых цифровых преобразователей в ССПИ осуществляется через оборудование проектируемого шкафа КП ТМ №2 по интерфейсу RS485.

Согласно п. 12.4 Политики развития сетей связи Группы РусГидро, класс точности МИП - не хуже 0,5 (для строящихся, реконструируемых объектов не хуже 0,5S), подключаемые к клеммам измерительных трансформаторов класса точности не хуже 0,5 (при замене измерительных трансформаторов, новом строительстве, реконструкции объектов не хуже 0,5S).

Интеграция терминала АРКТ Т-3 для сбора телеинформации осуществляется через оборудование проектируемого шкафа КП ТМ №2 по интерфейсу RS485.

Входы телесигнализации устройств ССПИ представляют собой дискретные входы для подключения двухпозиционных контактных и бесконтактных датчиков положения типа «сухой контакт», электронный ключ, датчик Холла, электронное реле и др.

Сбор сигналов ТС от коммутационных аппаратов (выключатели, разъединители, заземляющие ножи) предусматривается контрольным кабелем с медными жилами.

Выходы дистанционного управления устройств ССПИ представляют собой дискретные релейные контактные выходы, предназначенные для подключения цепей управления и дискретного регулирования оборудования объектов.

Проектом предусматривается интеграция проектируемого оборудования ССПИ в существующую систему ССПИ. Для этого предусматривается подключение проектируемого контроллера телемеханики в существующую техническую сеть ССПИ по интерфейсу Ethernet.

Синхронизацию проектируемого оборудования ССПИ предусматривается осуществлять от существующей системы единого времени.

Проектом предусматривается интеграция проектируемых терминалов РЗА в существующую сеть сбора и передачи данных (ССПД) РЗА по интерфейсу RS485. Для этого проектом предусматривается подключение терминалов РЗА шкафов 13Р, 14Р, 16Р, 17Р к существующему коммутационному шкафу оборудования РЗА (ШЭРП-АСУ) к клеммной сборке RS485 информационным кабелем.

Таким образом обеспечивается возможность удаленного доступа к проектируемым терминалам РЗА и регистраторам аварийных событий с ДП ЦЭС и ДП Якутскэнерго по существующим каналам связи.

Схема сбора и передачи данных с терминалов РЗА представлена на листе графической части ТЭП-28201/216-ПС-2025-КД.ГЧ9.

4.2.7 Информационная емкость ССПИ

Таблица 4.4 Информационная емкость ССПИ

№ пп	Наименование оборудования	Физические сигналы			Цифровые сигналы		
		ТУ	ТИ	ТС	ТУ	ТИ	ТС
Основное оборудование 110 кВ							
1.	Выключатели (1 шт.)	1	-	1	-	-	-
2.	Ключ ДУ выключателем (1 шт.)	-	-	1	-	-	-
3.	Разъединители (2 шт.)	-	-	2	-	-	-
4.	Заземляющие ножи (3 шт.)	-	-	3	-	-	-
5.	Трансформаторы тока (3 шт.)	-	3	-	-	-	-
6.	Трансформаторы напряжения (1 шт.)	-	1	-	-	-	-
7.	МИП	-	1	-	-	-	-
8.	РПН	-	1	1	-	-	-
Основное оборудование 35 кВ							
9.	Выключатели (2 шт.)	2	-	2	-	-	-
10.	Ключ ДУ выключателем (2 шт.)	-	-	2	-	-	-
11.	Разъединители (2 шт.)	-	-	2	-	-	-
12.	Выкатная тележка (2 шт.)	-	-	2	-	-	-

13.	Заземляющие ножи (2 шт.)	-	-	2	-	-	-
14.	Трансформаторы тока (6 шт.)	-	6	-	-	-	-
15.	Трансформаторы напряжения (1 шт.)	-	1	-	-	-	-
16.	МИП	-	2	-	-	-	-
Смежные системы							
17.	Диагностика компонентов ССПИ	-	-	16	-	-	-
	Итого по оборудованию	3	15	34	0	0	-

4.2.8 Информационный обмен с вышестоящими уровнями иерархии управления

Сетевая технология ЛВС имеет FastEthernet (IEEE 802.3u) и GigabitEthernet (IEEE 802.3z).

Топологией ЛВС, исходя из требований надежности, является применение схемы «кольца». На всех уровнях управления схема выполняется дублированной. При построении сети используются коммутаторы Industrial Ethernet в соответствии с требованиями стандарта ISO Ethernet IEEE 802/3 с поддержкой QoS (802.1p), Vlan (802.1q), RSTP (802.1w) с поддержкой передачи GOOSE - сообщений. Устойчивость к электромагнитным излучениям - не хуже IEC 61850-3. Основной средой передачи информации на верхнем и среднем уровне управления является оптическое волокно. Переход с основной на резервную сеть выполняется безударно и автоматически.

Передача телеметрической информации выполняется:

- на ДП Майнинского РЭС - в протоколе МЭК 60870-5-104 (скорость передачи не ниже 64 кбит/с);
- на ДП ЦЭС ПАО «Якутскэнерго» - в протоколе МЭК 60870-5-104 (скорость передачи не ниже 64 кбит/с).

Передача осциллограмм и данных микропроцессорных устройств РЗА, ПА и подсистемы РАС (неоперативных данных) осуществляется в общем транспортном потоке Fast Ethernet с использованием дополнительных портов коммутаторов.

Таблица 4.5 Объем телеинформации, передаваемой с ПС в ДП

Параметры телеинформации		Направления передачи информации от ССПИ		Примечание
		ДП Майнинского РЭС	ДП ЦЭС ПАО «Якутскэнерго»	
1	2	3	4	5
Основное оборудование				
Выключатель	ТС	3	3	
Ключ ДУ выключателя	ТС	3	3	
Разъединитель	ТС	4	4	
ЗН	ТС	5	5	
Выкатная тележка	ТС	2	2	
РПН	АПТС	1	1	
Мониторинг ССПИ	АПТС	16	16	
Измерения 110 кВ	ТИ	1	1	
Измерения 35 кВ	ТИ	2	2	
РПН	ТИ	1	1	
Итого ТС		17	17	
Итого АПТС		17	17	
Итого ТИ		4	4	
Команды ДУ				
Выключатель	ДУ	3	3	
Итого ДУ		3	3	

4.3 Перечень оборудования и материалов ССПИ

4.3.1 Перечень шкафов ССПИ

Класс напряжения, кВ	Общеподстанционные устройства/ Присоединения	Код шкафа	Назначение	Кол- во	Место установки	Характеристика шкафа	Примечание	Предлагаемый к поставке типовой шкаф с указанием производителя
1	2	3	4	5	6	7	8	9
		КП ТМ №2	Сбор информации и передача по проектируемому оборудованию	1 шт	ОПУ	Питание 230 В АС (2 ввода)	-	

4.3.2 Требования к ПО

Требуется выполнить работы по внесению изменений в конфигурации верхнего уровня ПТК ССПИ для интеграции вновь устанавливаемого основного оборудования, оборудования ССПИ, оборудования РЗ и ПА в существующую систему.

4.4 Состав и содержание работ по созданию системы

Таблица 4.6 Перечень обязательных работ и услуг

№ п/п	Наименование работ и услуг
1	Поставка и доставка ПТС и оборудования до объекта
2	Монтаж ПТС и оборудования ССПИ
3	Наладка ССПИ
4	Наладка, настройка системы мониторинга оборудования РЗА и ССПИ
5	Проведение приемо-сдаточных испытаний и сдача устанавливаемых шкафов ССПИ в эксплуатацию
6	Проведение проверки Дистанционного управления ПС из ДП
7	Обучение персонала Заказчика на предприятии Поставщика и на объекте
8	Гарантийное обслуживание

4.5 Состав технической, исполнительной и эксплуатационной документации

Подрядчик должен предоставить полный комплект технической и эксплуатационной документации на русском языке в составе, необходимом для монтажа, наладки, пуска, сдачи в эксплуатацию, обеспечения правильной и безопасной эксплуатации, технического обслуживания поставляемого оборудования.

Таблица 4.7 Состав технической, исполнительной и эксплуатационной документации

№ п/п	Наименование документации	формат
1.	Исполнительные схемы, в том числе структурные схемы ЛВС и ПТК (предоставляются в редактируемом виде, предпочтительно в формате MS Visio)	электронный pdf, vsd(dwg)
2.	Перечни дискретных и цифровых, входных и выходных, логических, первичных и дорасчетных сигналов, сигналов измерений и управления формируемых, передаваемых и получаемых в ПТК ССПИ (предоставляются в редактируемом табличном формате, предпочтительно MS Excel)	электронный xls, pdf
3.	Протоколы наладки шкафов ССПИ, системы гарантированного питания	
4.	Протоколы измерений, проводившихся в процессе монтажных и наладочных работ (рефлектограммы ВОК ССПИ и прочие);	бумажный, электронный pdf

№ п/п	Наименование документации	формат
5.	Протоколы комплексных испытаний	
6.	Согласованные Формуляры приема передачи информации в ДП (указываются конкретные пункты управления ПС)	
7.	Программы проверки ДУ, Акты и протоколы, подтверждающие работу функционала дистанционного управления и передачу в ДП	
8.	Акт приемки в эксплуатацию	
9.	Акт о проведении приёмосдаточных испытаний оборудования ССПИ	
10.	Паспорта на оборудование ССПИ	бумажный, электронный
11.	Заводская документация	бумажный, электронный
12.	Комплект ПО с инструкциями	электронный
13.	Руководства пользователя	электронный
14.	Руководства по эксплуатации	электронный
15.	Инструкции для пользователей АРМ	электронный

5 ТРЕБОВАНИЯ К АИИСКУЭ

5.1 Описание существующих решений по АИИСКУЭ

Технический учет электроэнергии организован:

- на отходящих ВЛ 110, 35 кВ;
- на вводных ячейках 110, 35 и 10 кВ силовых трансформаторов Т1, Т2;
- на секционных выключателях 35, 10 кВ;
- на трансформаторах собственных нужд ТСН-1,2 по стороне 0,4 кВ.

Коммерческий учет электроэнергии предусмотрен на отходящих КЛ и ВЛ 10 кВ.

В качестве приборов учета электроэнергии используются счетчики СЭТ-4ТМ.03М.01 Нижегородского завода им. Фрунзе класса точности 0,5S для активной энергии и 1,0 для реактивной энергии. По стороне 0,4 кВ используются счетчики СЭТ-4ТМ.03М.09.

Счетчики располагаются в ячейках ЗРУ 35 кВ, ЗРУ 10 кВ, в шкафу УСПД в ОПУ (для стороны 110 кВ), в панелях собственных нужд (для стороны 0,4 кВ).

Резервное электропитание счетчиков предусмотрено от сети переменного тока напряжением ~230В от распределительных щитов зданий, где установлены приборы учета.

Подключение измерительных цепей тока и напряжения организованы через коробки испытательные с возможностью опломбирования и подключения эталонного прибора учета без отключения цепей измерения.

Для сбора информации от приборов учета используется УСПД RTU-325 производства ООО «Альфа Метроника». Опрос приборов учета осуществляется по интерфейсу RS485. УСПД RTU-325 размещается в шкафу УСПД.

Передача данных учета электроэнергии осуществляется по каналам связи в центр сбора данных на сервер АИИС КУЭ ЦЭС ПАО «Якутскэнерго».

5.2 Технические решения по АИИСКУЭ

Согласно техническому заданию, проектом предусматривается организация точек учёта электроэнергии на В-110-3Т, В-35-3Т, В-55 (ВЛ 35 кВ Н.Бестях – Железнодорожная).

Проектом предусматривается установка приборов учета на следующие присоединения:

- В-110-3Т. Прибор учета устанавливается в проектируемый шкаф учета;
- В-35-3Т. Прибор учета поставляется комплектно с ячейкой ЗРУ 35 кВ;
- В-55 (ВЛ 35 кВ Н.Бестях – Железнодорожная). Прибор учета поставляется комплектно с ячейкой ЗРУ 35 кВ;

Проектом предусматривается интеграция проектируемых приборов учета в существующую АИИС КУЭ. Проектом предусматривается подключение проектируемых приборов учета к существующей УСПД по интерфейсу RS485.

Проектом предусматривается подключение устанавливаемого прибора учета В-110-3Т в шкафу учета к интерфейсу RS485 УСПД RTU-325, установленного в шкафу УСПД. Электропитание устанавливаемого прибора учета В-110-3Т в шкафу учета предполагается от шкафа ЦР.

Подключение устанавливаемых счетчиков в ячейках ЗРУ 35 кВ осуществляется к существующей шине RS485, предназначенной для опроса приборов учета, ЗРУ 35 кВ в смежной ячейке. Электропитание устанавливаемых приборов учета в ячейках ЗРУ 35 кВ предусматривается от существующей шинки питания приборов учета в смежных ячейках ЗРУ 35 кВ.

Подключение прибора учета 0,4 кВ для ТСН-3, устанавливаемого в шкафу ЩР, предусматривается к существующей шине RS485, предназначенной для опроса приборов учета, в шкафу П2 СН ОПУ.

Приборы учета передают показания на УСПД, а оттуда данные передаются на сервер АИИС КУЭ ЦЭС ПАО «Якутскэнерго».

Всё устанавливаемое оборудование должно быть произведено в Российской Федерации.

Структурная схема АИИСКУЭ представлена на листе графической части ТЭП-28201/216-ПС-2025-КД.ГЧ10.

5.3 Основные решения по измерительным трансформаторам тока, напряжения и их вторичным цепям

Трансформаторы тока по своим техническим и метрологическим характеристикам должны соответствовать требованиям ГОСТ 7746-2015.

Трансформаторы напряжения по своим техническим и метрологическим характеристикам соответствуют требованиям ГОСТ 1983-2015.

В соответствии с требованиями технического задания, класс точности измерительных трансформаторов тока (ТТ) и напряжения (ТН) выбран:

- класс точности ТТ 110 кВ – 0,5S;
- класс точности ТН 110 кВ – 0,5;
- класс точности ТТ 35 кВ – 0,5S;
- класс точности ТН 35 кВ – 0,5;
- класс точности ТТ 0,4 кВ – 0,5S.

ТТ и ТН имеют отдельную вторичную обмотку для подключения средств АИИС КУЭ.

5.4 Основные решения по выбору счетчика электрической энергии

Технические параметры и метрологические характеристики расчётных электросчётчиков должны отвечать требованиям ГОСТ 31819.22-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,5S» и ГОСТ 31819.23 2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии».

Проектируемые счетчики электрической энергии должны быть внесены в «Единый реестр выданных свидетельств об утверждении типа средств измерений» и иметь свидетельство об утверждении средств измерений.

Проектируемые счетчики электрической энергии должны соответствовать требованиям СТО 34.01-5.1-009-2021 «Приборы учёта электроэнергии. Общие технические требования».

Для обеспечения учета электроэнергии по стороне 110 кВ проектом предусматривается использование счетчиков СЭТ-4ТМ.03М.01 производства АО «Нижегородский завод им. Фрунзе» класса точности 0,5S для активной энергии и 1,0 для реактивной энергии.

Для обеспечения учета электроэнергии по стороне 35 кВ проектом предусматривается использование счетчиков СЭТ-4ТМ.03М.01 производства АО «Нижегородский завод им. Фрунзе» класса точности 0,5S для активной энергии и 1,0 для реактивной энергии.

Для обеспечения учета электроэнергии по стороне 0,4 кВ проектом предусматривается использование счетчиков СЭТ-4ТМ.03М.09 производства АО «Нижегородский завод им. Фрунзе» класса точности 0,5S для активной энергии и 1,0 для реактивной энергии.

5.5 Решения по передаче информации

Проектируемое оборудование АИИС КУЭ интегрируется в существующую АИИС КУЭ и осуществляет передачу принимаемой информации по существующим каналам связи на сервер АИИС КУЭ ЦЭС ПАО «Якутскэнерго».

6 ТРЕБОВАНИЯ К МЕТРОЛОГИЧЕСКОМУ ОБЕСПЕЧЕНИЮ

6.1 Требования к метрологическому обеспечению ССПИ

Метрологическое обеспечение ССПИ основано на выполнении метрологических мероприятий и работ, необходимых для обеспечения единства измерений.

Метрологическое обеспечение ССПИ осуществляется на всех этапах жизненного цикла: проектирование, ввод в эксплуатацию.

Метрологическое обеспечение по данному проекту включает в себя следующие виды деятельности:

- на этапе проектирования:
 - формирование требований к нормам точности измерения параметров, нормирование и расчет метрологических характеристик проектируемых ИК;
 - определение области применения системы в части проектируемых ИК;
 - согласование технической документации в части проектируемых ИК;
- на этапе ввода в эксплуатацию:
 - при необходимости внесение изменений в МИ и МК ССПИ в объемах новых ИК;
 - первичная поверка/калибровка новых ИИК;
 - метрологическое обследование новых ИИК с оформлением паспортов-протоколов ИК.

Метрологические характеристики измерительных каналов ССПИ определяются классом точности ТТ, ТН, измерительных преобразователей и сопротивлением кабельных линий от ТН, ТТ до измерительного преобразователя. Технические средства, обеспечивающие передачу измерительной информации от измерительного преобразователя на сервер, не оказывают влияния на метрологические характеристики измерительных каналов.

На каждый элемент в составе ССПИ (измерительный трансформатор, измерительный преобразователь) необходимо иметь документ, нормирующий его метрологические характеристики. Измерительные преобразователи и измерительные трансформаторы имеют свидетельства об утверждении типа и внесены в Госреестр средств измерений.

Перечень измеряемых параметров ССПИ и требования к нормам погрешности измерений параметров ТМ и МХ СИ (согласно СТО 56947007-29.240.01.244-2017).

В соответствии с ГОСТ Р 8.596-2002 «Метрологическое обеспечение измерительных систем» необходимо провести расчет метрологических характеристик измерительного канала.

Разработку методики измерений необходимо проводить в соответствии с ГОСТ Р 8.563 2009, СТО 56947007-29.240.01.244-2017.

При расчёте суммарной погрешности должны быть учтены следующие составляющие:

- токовая погрешность трансформатора тока по ГОСТ 7746-2015;
- погрешность напряжения трансформатора напряжения по ГОСТ 1983-2015;
- основная погрешность ЦИП по СТО 56947007-29.240.01.244-2017;
- погрешность трансформаторной схемы включения ЦИП за счет угловых погрешностей трансформатора тока, трансформатора напряжения и коэффициента мощности;
- дополнительные погрешности ЦИП электроэнергии от влияния внешних величин;
- погрешность из-за потери (падения) напряжения в линии присоединения ЦИП к трансформатору напряжения в соответствии с СТО 56947007-29.240.01.244-2017. Инструкцией по проверке трансформаторов напряжения и их вторичных цепей.

Все применяемые СИ должны соответствовать следующим требованиям:

- СИ должны быть внесены в Государственный реестр СИ и иметь сертификат об утверждении типа (с приложением – описание типа);
- Метрологические характеристики СИ должны быть установлены в соответствии с ГОСТ 8.009, ГОСТ 8.401 и должны в реальных условиях эксплуатации соответствовать нормам точности измерений, установленным в соответствии с требованиями СТО 56947007-29.240.01.195-2014;
- СИ должны находиться в исправном состоянии и условия их эксплуатации должны соответствовать описанию типа и требованиям документации завода-изготовителя на СИ;
- Конструктивное исполнение СИ должно позволять проводить в процессе всего срока их эксплуатации поверку и калибровку;
- Должна быть обеспечена возможность поверки или калибровки СИ в регионе его эксплуатации;
- СИ, применяемые для измерения параметров, относящихся к сфере ГР, должны быть поверены в установленном в области обеспечения единства измерений порядке (Федеральный закон от 26.06.2008 № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений») и иметь действующее свидетельство о поверке и/или оттиск поверительного клейма;
- А так же иным требованиям, предъявляемым к СИ стандартами ПАО «Россети».

Трансформаторы тока по своим техническим и метрологическим характеристикам должны соответствовать требованиям ГОСТ 7746-2015.

Трансформаторы напряжения по своим техническим и метрологическим характеристикам должны соответствовать требованиям ГОСТ 1983-2015.

6.2 Требования к метрологическому обеспечению АИИС КУЭ

Метрологическое обеспечение модернизируемой АИИС КУЭ основано на выполнении метрологических мероприятий и работ, необходимых для обеспечения достоверности измерений.

Метрологическое обеспечение АИИС КУЭ ПС должно осуществляться на всех этапах их жизненного цикла (проектирование; ввод в эксплуатацию; постоянная эксплуатация) в соответствии с «Типовым порядком организации и проведения метрологического обеспечения информационно-измерительных систем в ПАО «ФСК ЕЭС» (СТО 56947007- 29.240.126-2012).

Метрологическое обеспечение включает в себя следующие виды деятельности:

- на этапе проектирования:
 - формирование требований к нормам точности измерения параметров, нормирование и расчет метрологических характеристик ИК;
 - определение области применения системы;
 - метрологическая экспертиза и/или согласование технической документации;
- на этапе ввода в эксплуатацию:
 - испытания системы с целью утверждения типа;
 - первичная поверка/калибровка ИК;
 - разработка и аттестация методик измерений;
 - метрологическое обследование ИК с оформлением паспортов-протоколов ИК;
- на этапе постоянной эксплуатации:
 - периодическая поверка/калибровка системы и СИ;
 - метрологический надзор за состоянием и применением системы, СИ, применением МВИ, соблюдением метрологических правил и норм.

Проектом предусматриваются работы по внесению изменений в описания типа СИ существующей АИИС КУЭ в части новых ИИК. Поверке подлежат ИИК, внесенные в Государственный реестр средств измерений. Поверка информационно-измерительных каналов производится в соответствии с нормативными документами, утвержденными по результатам испытаний при утверждении типа средств измерений.

Перечень измеряемых параметров АИИС КУЭ и требования к нормам погрешности измерений параметров АИИС КУЭ и МХ СИ (согласно СТО 56947007-29.240.01.244-2017).

В настоящее время на подстанции функционирует система учета электроэнергии «АИИС КУЭ ПС 110 кВ Нижний Бестях». Система находится в промышленной эксплуатации.

Существующая «АИИС КУЭ ПС 110 кВ Нижний Бестях» представляет собой трёхуровневую иерархическую интегрированную автоматизированную систему:

- уровень ИИК ТУ - информационно-измерительные комплексы точек учета электроэнергии (проведение измерений);
- уровень ИВКЭ - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (сбор и обработка результатов измерений, диагностика средств);
- уровень ИВК - информационно-вычислительный комплекс (шифрование и доставка результатов измерений на сервер баз данных).

Метрологическое обеспечение АИИС КУЭ основано на выполнении метрологических мероприятий и работ, необходимых для обеспечения единства измерений.

Метрологические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ определяются классом точности ТТ, ТН, счетчиков и сопротивлением кабельных линий от ТН, ТТ до счетчика. Технические средства, обеспечивающие передачу измерительной информации от ИИК на ИВКЭ, не оказывают влияния на метрологические характеристики измерительных каналов.

На каждый элемент в составе АИИС КУЭ (измерительный трансформатор, счетчик электроэнергии, УСПД) необходимо иметь документ, нормирующий его метрологические характеристики. Счетчики, УСПД и измерительные трансформаторы имеют свидетельства об утверждении типа и внесены в Госреестр средств измерений.

В соответствии с ГОСТ Р 8.596-2002 «Метрологическое обеспечение измерительных систем» необходимо провести расчет метрологических характеристик измерительного канала.

Разработку методики измерений необходимо проводить в соответствии с ГОСТ Р 8.563 2009, СТО 56947007-29.240.01.244-2017.

При расчёте суммарной погрешности должны быть учтены следующие составляющие:

- токовая погрешность трансформатора тока по ГОСТ 7746-2015;
- погрешность напряжения трансформатора напряжения по ГОСТ 1983-2015;
- основная погрешность счетчика по ГОСТ 31819.22-2012;
- погрешность трансформаторной схемы включения счетчика за счет угловых погрешностей трансформатора тока, трансформатора напряжения и коэффициента мощности;
- дополнительные погрешности счетчика электроэнергии от влияния внешних величин;

- погрешность из-за потери (падения) напряжения в линии присоединения счетчика к трансформатору напряжения в соответствии с ПУЭ. Инструкцией по проверке трансформаторов напряжения и их вторичных цепей;

- погрешность синхронизации при измерении текущего календарного времени в соответствии с технической документацией на компоненты АСУЭ, выполняющих функции по синхронизации времени и предназначенных для проведения измерений.

Измерения параметров (за исключением прямых измерений) должны выполняться с применением методик измерений (МИ), распространяющихся на группу идентичных информационно-измерительных каналов, применяемых для измерения одинаковых параметров, реализующих общий метод измерений, имеющих одинаковую структуру. МИ разрабатываются на стадии рабочей документации и аттестуются на этапе приемки АИИС КУЭ в эксплуатацию.

Измерения электроэнергии выполняются методом интегрирования по времени мощности контролируемого присоединения (объекта учета) при помощи цифрового счетчика электроэнергии.

Измерение среднего значения мощности цифрового счетчика выполняют умножением входных сигналов тока и напряжения при помощи элемента Холла.

Результаты измерений электроэнергии и мощности, получаемые в виде аналоговых сигналов, преобразуются счетчиком в цифровой сигнал, и передается по каналам связи на сервер учета электроэнергии/УСПД.

Все применяемые СИ должны соответствовать следующим требованиям:

- СИ должны быть внесены в Государственный реестр СИ и иметь сертификат об утверждении типа (с приложением – описание типа);

- Метрологические характеристики СИ должны быть установлены в соответствии с ГОСТ 8.009, ГОСТ 8.401 и должны в реальных условиях эксплуатации соответствовать нормам точности измерений, установленным в соответствии с требованиями СТО 56947007-29.240.01.195-2014;

- СИ должны находиться в исправном состоянии и условия их эксплуатации должны соответствовать описанию типа и требованиям документации завода-изготовителя на СИ;

- Конструктивное исполнение СИ должно позволять проводить в процессе всего срока их эксплуатации поверку и калибровку;

- Должна быть обеспечена возможность поверки или калибровки СИ в регионе его эксплуатации;

– СИ, применяемые для измерения параметров, относящихся к сфере ГР, должны быть поверены в установленном в области обеспечения единства измерений порядке (Федеральный закон от 26.06.2008 № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений») и иметь действующее свидетельство о поверке и/или оттиск поверительного клейма;

– А так же иным требованиям, предъявляемым к СИ стандартами ПАО «Россети».

В соответствии с СТО 56947007-29.200.15.209-2015 Техническая политика. Системы учета электрической энергии с удалённым сбором данных оптового рынка электрической энергии ПАО «ФСК ЕЭС» Применяемые измерительные ТТ по техническим требованиям должны соответствовать ГОСТ 7746. Схемы со встроенными трансформаторами тока, конструктивное исполнение которых не допускает проведения периодических метрологических поверок, допускается применять только до реконструкции электроустановок. При строительстве новых и реконструкции существующих объектов допускается использовать для целей учёта электрической энергии встроенные трансформаторы тока, конструктивное исполнение которых позволяет проводить периодические метрологические поверки.

На отходящих ЛЭП предусмотреть установку ТТ в линии для организации учета электроэнергии. В случае присоединения ЛЭП через два выключателя допускается подключение счётчика технического учета электроэнергии к трансформаторам тока, установленным в цепи выключателей, по схеме суммирования токов при обоснованном отсутствии линейного трансформатора тока и соблюдении норм точности измерения активной электроэнергии согласно требованиям оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Трансформаторы тока должны устанавливаться в трёх фазах.

Применение промежуточных ТТ не допускается.

В соответствии с СТО 56947007-29.200.15.209-2015 Техническая политика. Системы учета электрической энергии с удалённым сбором данных оптового рынка электрической энергии ПАО «ФСК ЕЭС» применяемые измерительные ТН по техническим характеристикам должны соответствовать ГОСТ 1983.

При применении комплектных распределительных устройств (КРУ), встроенные ТН должны иметь возможность проведения периодической метрологической поверки.

Измерительные ТН всех классов напряжения должны защищаться со стороны высшего напряжения соответствующими предохранителями или защитными коммутационными аппаратами. При этом конструкция приводов защитных коммутационных аппаратов на стороне высшего напряжения измерительных ТН расчетного учета должна обеспечивать возможность

их пломбирования. Трансформаторы напряжения, используемые только для учета и защищенные предохранителями, должны иметь контроль целостности предохранителей.

При наличии на объекте учета нескольких систем шин и присоединении каждого измерительного ТН к соответствующей отдельной системе шин должно быть предусмотрено устройство для переключения цепей приборов учета каждого присоединения на измерительный ТН соответствующих систем шин.

Конструкция вторичных цепей должна позволять производить опломбировку клемм вторичных цепей тока и напряжения, опломбировку коммутационных аппаратов в цепях первичного и вторичного напряжения трансформаторов напряжения во включенном состоянии с невозможностью отключения (включая автоматическое) без разрушения пломб и знаков визуального контроля.

Подключение приборов учета трансформаторного включения должно производиться через специальные клеммные зажимы, обеспечивающие безопасное закорачивание цепей тока и безопасное отключение цепей напряжения при замене и обслуживании приборов учета. Испытательные колодки должны обеспечивать возможность их опломбирования для исключения доступа к вторичным измерительным цепям.

Сечение соединительных проводов во вторичных цепях ТТ и ТН расчетного и технического учета должны соответствовать требованиям ПУЭ для медных проводников. Применение алюминиевых проводников при новом строительстве и реконструкции запрещается.

Суммарная мощность нагрузок вторичных цепей измерительных ТТ не должна превышать мощности номинальных вторичных нагрузок этих трансформаторов, указанных в паспорте ТТ.

Во избежание увеличения индуктивного сопротивления жил кабелей разводку вторичных цепей ТТ и ТН необходимо выполнять так, чтобы сумма токов этих цепей в каждом кабеле была равна нулю в любых режимах.

При недогрузке во вторичных цепях ТТ и ТН должны устанавливаться догрузочные резисторы.

Согласно Приложению 11.1 к «Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка» счетчики должны соответствовать следующим требованиям:

- обеспечивать возможность подключения резервного источника питания и автоматического переключения на источник резервного питания при исчезновении основного (резервного) питания;
- наличие энергонезависимой памяти для хранения профиля нагрузки с получасовым интервалом, данных по активной и реактивной электроэнергии с нарастающим итогом за прошедший месяц, а также запрограммированных параметров;
- обеспечивать подключение по одному или нескольким цифровым интерфейсам компонентов АИИС, в том числе для автономного считывания, удаленного доступа, параметрирования;
- наличие энергонезависимых часов, обеспечивающих ведение даты и времени (точность хода не хуже $\pm 5,0$ секунды в сутки с внешней автоматической коррекцией (синхронизацией), работающей в составе СОЕВ);
- наличие «Журнала событий», фиксирующего время и даты наступления событий;
- обеспечивать защиту от несанкционированного изменения параметров, при этом защита должна быть обеспечена на программном уровне (установка паролей) и аппаратном уровне (установка пломб);
- счетчики должны обеспечивать работоспособность в диапазоне температур, определенных условиями эксплуатации.

Технические параметры и метрологические характеристики счетчиков должны соответствовать требованиям ГОСТ 31819.22-2012.

Классы точности счетчиков учета электроэнергии должны соответствовать требованиям СТО 56947007-29.240.01.244-2017 и СТО 56947007-29.240.10.248-2017. Классы точности счетчиков электрической энергии должны быть для присоединений с уровнем напряжения 110 кВ – не хуже 0,2S, с уровнями напряжения 35кВ и 0,4кВ – не хуже 0,5S.

В соответствии с СТО 56947007-29.200.15.209-2015 Техническая политика. Системы учета электрической энергии с удалённым сбором данных оптового рынка электрической энергии ПАО «ФСК ЕЭС» приборы учета электрической энергии должны обеспечивать измерение потребляемой электрической энергии в пределах нормированной погрешности в течение всего срока службы прибора учета.

Приборы учёта должны обеспечивать учёт электроэнергии в обоих направлениях.

Приборы учета электрической энергии должны обеспечивать измерение электроэнергии нарастающим итогом и вычисление усреднённой мощности за получасовые интервалы времени.

Энергонезависимое запоминающее устройство должно обеспечивать хранение запрограммированных параметров прибора учета и сохранение данных учета при пропадании питания.

Информация, выводимая на дисплее прибора учета электрической энергии и программное обеспечение электросчётчика должны быть на русском языке. Отображение единиц измерения допускается в международной системе единиц СИ.

В приборе учета электрической энергии должен быть предусмотрен контроль правильности подключения измерительных цепей.

Прибор учета должен иметь защиту от воздействия магнитных полей (различной природы) на элементы прибора учета электрической энергии.

На каждом приборе учета электроэнергии должна быть выполнена надпись, указывающая наименование присоединения, на котором производится учет электроэнергии. Допускается выполнять надпись на панели рядом с прибором учета, если при этом возможно однозначно определить принадлежность надписей к каждому прибору учета электроэнергии.

7 ТРЕБОВАНИЯ К СЕТЯМ СВЯЗИ

7.1 Описание существующих решений по системе связи

На данный момент на ПС 110 кВ Нижний Бестях в целях организации оперативно-диспетчерского и технологического управления средствами ПТК ССПИ обеспечивается возможность подготовки и передачи оперативно-диспетчерской и технологической информации (ТС, ТИ) на высшие уровни иерархии:

- ДП ПАО «Якутскэнерго».

Схема организации каналов связи с ПС 110 кВ Нижний Бестях представлена на листе графической части ТЭП-28201/216-ПС-2025-КД.ГЧ11.

По каждому направлению обмена информацией организуется два независимых канала связи с использованием цифровых каналов ВОЛС и цифровых каналов РРС.

Для организации оперативных и технологических каналов связи и передачи данных используется ЦРРЛ на оборудовании типа «МИК-15Р» фирмы Микран. Оконечные станции располагаются на узле связи ЦЭС в г. Якутске (по адресу пр. Михаила Николаева, д. 26) и на ПС 35 кВ «Майя» с выделением каналов с обеих оконечных станций на ПС 110 кВ Нижний Бестях.

Для организации оперативных и технологических каналов связи и передачи данных используется ВОЛС на оборудовании FOX-515 уровня STM-1 производства ООО «АББ Энергосвязь» и оборудовании Zelax производства ООО НПП «Зелакс».

7.2 Описание решений по сетям связи

Данным проектом предусматривается расширение объема передаваемой технологической информации в части вновь вводимого оборудования. Согласно данным ППО, пропускной способности существующих каналов связи достаточно для указанного расширения объема передаваемой технологической информации.

Данным проектом не предусматривается внесение изменений в существующие каналы связи с ПС 110 кВ Нижний Бестях.

8 ТРЕБОВАНИЯ К ОХРАННО-ПОЖАРНОЙ СИГНАЛИЗАЦИИ

8.1 Описание существующих решений по охранно-пожарной сигнализации

Существующая система ОПС строится на оборудовании производства ООО «НВП «Болид».

В качестве пульта контроля и управления используется С-2000М. Информация о работе извещателей системы собирается на приемно-контрольные приборы Сигнал-10.

Проектом предусматривается оснащение дополнительных частей модульных зданий ОПУ и ЗРУ-35 кВ извещателями и оповещателями охранно-пожарной сигнализаций в необходимом объеме. Извещатели и оповещатели ОПС смонтированы и поставляются комплектно с модулями зданий.

В качестве извещателей предусматривается использовать:

- Извещатель пожарный дымовой оптико-электронный ИП-212-3СУ (или аналог);
- Извещатель пожарный ручной ИПР-513-6 (или аналог);
- Извещатель охранный ИК Астра-5 (или аналог);
- Извещатель магнитоконтактный СМК-26 (или аналог).

В качестве оповещателей предусматривается использовать:

- Оповещатель световой «Выход» Кристалл НБО-12В-02 (или аналог).

8.2 Описание проектных решений по охранно-пожарной сигнализации

Доукомплектация ОПС здания ОПУ

Для обнаружения возгорания в проектируемом модуле ОПУ предусматривается установка извещателей пожарных дымовых оптико-электронных ИП-212-3СУ (или аналог) в количестве 3х штук. Извещатели предусматривается располагать под потолком помещения над рядами шкафов и панелей. Проектом предусматривается установка извещателя пожарного ручного ИПР-513-6 (или аналог) в количестве 1 штука. Извещатель ручной устанавливается на пути эвакуации у проектируемого входа в здание ОПУ.

Подключение извещателей предусматривается шлейфом пожарной сигнализации к существующему ПКП Сигнал-10 №1.

Проектом предусматривается сохранение существующего типа СОУЭ – 1й тип. Проектом предусматривается установка оповещателя светового «Выход» Кристалл НБО-12В-02 (или аналог) в количестве 1 штука. Оповещатель устанавливается над проектируемым входом в здание ОПУ. Активация СОУЭ осуществляется автоматически по сигналу из любой ЗКПС здания ОПУ согласно существующим алгоритмам работы.

Подключение оповещателя предусматривается в существующий шлейф пожарной сигнализации к существующему ПКП Сигнал-10 №1 ко входу ЛАМ.

Для прокладки кабелей пожарной сигнализации предусматривается использование ОКЛ «Спецкаблайн-КиТ Гф». Прокладка кабелей пожарной сигнализации в ОКЛ предполагается под потолком и по стенам с креплением к поверхностям.

Проектом предусматривается использование алгоритма принятия решений «В» согласно СП 484.1311500.2020, п. 6.4.3: при срабатывании автоматического ИП и дальнейшем повторном срабатывании этого же ИП или другого автоматического ИП той же ЗКПС за время не более 60 с, при этом повторное срабатывание должно осуществляться после процедуры автоматического перезапроса.

Для обнаружения вторжения в здание ОПУ проектом предусматривается установка извещателей охранных ИК Астра-5 (или аналог) в количестве 1 штука и извещателей магнитоконтактных СМК-26 (или аналог) в количестве 2х штук. Извещатели устанавливаются с целью контроля проектируемой входной двери.

Подключение извещателей предусматривается шлейфом охранной сигнализации к существующему ПКП Сигнал-10 №1.

Доукомплектация ОПС здания ЗРУ-35 кВ

Для обнаружения возгорания в проектируемом модуле ЗРУ предусматривается установка извещателей пожарных дымовых оптико-электронных ИП-212-3СУ (или аналог) в количестве 1й штуки. Извещатели предусматривается располагать под потолком помещения над рядами шкафов и панелей. Проектом предусматривается перенос существующего извещателя пожарного ручного ИПР-513-6 в количестве 1й штуки. Извещатель ручной устанавливается на пути эвакуации у проектируемого входа в здание ЗРУ-35 кВ.

Подключение извещателей предусматривается в существующий шлейф пожарной сигнализации к существующему ПКП Сигнал-10 №2.

Проектом предусматривается сохранение существующего типа СОУЭ – 1й тип. Проектом предусматривается перенос существующего оповещателя светового «Выход» Кристалл НБО-12В-02 в количестве 1 штука. Оповещатель устанавливается над проектируемым входом в здание ЗРУ. Активация СОУЭ осуществляется автоматически по сигналу из любой ЗКПС здания ЗРУ согласно существующим алгоритмам работы.

Для прокладки кабелей пожарной сигнализации предусматривается использование ОКЛ «Спецкаблайн-КиТ Гф». Прокладка кабелей пожарной сигнализации в ОКЛ предполагается под потолком и по стенам с креплением к поверхностям.

Проектом предусматривается использование алгоритма принятия решений «В» согласно СП 484.1311500.2020, п. 6.4.3: при срабатывании автоматического ИП и дальнейшем повторном срабатывании этого же ИП или другого автоматического ИП той же ЗКПС за время не более 60 с, при этом повторное срабатывание должно осуществляться после процедуры автоматического перезапроса.

Для обнаружения вторжения в здание ЗРУ-35 проектом предусматривается перенос существующих извещателей охранных ИК Астра-5 в количестве 1 штука и извещателей магнитоконтактных СМК-26 в количестве 2х штук. Извещатели устанавливаются с целью контроля проектируемой входной двери.

Подключение извещателей предусматривается в существующий шлейф охранной сигнализации к существующему ПКП Сигнал-10 №2.

Проектом предусматривается перенос существующего считывателя накладного Proximity (Сч. №4) к проектируемому выходу из здания ЗРУ-35 кВ.

Подключение считывателя предусматривается к существующему контроллеру С2000-2.

Существующая система ОПС строится на оборудовании производства ООО «НВП «Болид».

9 ТРЕБОВАНИЯ ПО ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЕ

Ответственность за соблюдение требований природоохранного законодательства (в том числе наличие разрешительной документации, договоров с лицензированными организациями на вывоз, размещение на спец. полигонах, либо утилизацию отходов, внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду и пр., что связано с проведением работ по реконструкции в период производства СМР, несет руководство подрядной организации, осуществляющей данные работы на ПС.

Предлагается следующая схема утилизации отходов демонтажа и СМР:

1) строительные отходы сдаются на специализированные полигоны (внесенные в ГРОРО);

2) лом черных и цветных металлов – сдается в специализированное предприятие для переработки и вторичного использования;

3) договоры с организациями по приему и утилизации отходов, образующихся на время СМР, заключает Подрядчик (организация, проводящая строительные работы) – в зависимости от условий договора – в период проведения демонтажных и строительно-монтажных работ, либо перед их началом.

Подрядной организации необходимо выполнять расчет и вносить платежи НВОС, выполнить постановку на учет объекта НВОС (на период строительства, в случае необходимости).

10 ТРЕБОВАНИЯ ПО ОХРАНЕ ТРУДА

Устройство, эксплуатация и ремонт оборудования, зданий и сооружений энергообъектов на ПС 110 кВ Нижний Бестях должны отвечать требованиям нормативных актов по охране труда. Средства защиты, приспособления и инструмент, применяемые при обслуживании оборудования, зданий и сооружений энергообъектов, должны подвергаться осмотру и испытаниям в соответствии с действующими нормативными актами по охране труда.

Каждый работник должен знать и строго выполнять требования безопасности труда, относящиеся к обслуживаемому оборудованию и организации труда на рабочем месте, прописанные в инструкциях по выполнению конкретных видов работ. Организация работы по охране труда на энергопредприятиях должна соответствовать отраслевому положению о системе управления охраной труда.

Организация и производство конкретных видов работ должны выполняться в соответствии с «Правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок (приказ Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 24 июля 2013г. №328н)», с выполнением требований других ведомственных инструкций и нормативно-технических документов по безопасности труда.

Персонал, осуществляющий техническое обслуживание и ремонт аппаратуры и оборудования подстанций, должен иметь профессиональную подготовку, соответствующую характеру работы. Обязанности по обеспечению безопасных условий и охраны труда в организациях, в соответствии с Трудовым кодексом Российской Федерации (№ 197-ФЗ), возлагаются на работодателя, который проводит обучение персонала безопасным методам и приемам выполнения работ, инструктаж по охране труда, стажировку на рабочих местах работников и проверку их знаний требований охраны труда, недопущение к работе лиц, не прошедших в установленном порядке указанное обучение, инструктаж, стажировку и проверку знаний требований охраны труда.

Проверка состояния здоровья работников проводится до приема их на работу, а также периодически в порядке, предусмотренном Минздравом России.

Персонал должен быть обучен приемам освобождения пострадавшего от действия электрического тока, оказания первой помощи при несчастных случаях в соответствии с "Инструкцией по оказанию первой помощи при несчастных случаях на производстве" ОАО РАО "ЕЭС России" М.: ООО "ГАЛО БУБНОВ", 2007.

Медицинское обслуживание работников осуществляется по договорам с медицинскими учреждениями, а также объектами здравоохранения по месту жительства персонала.

Режимы труда и отдыха работников, занятых на выполнении всех видов работ, определяются правилами внутреннего распорядка предприятия, в соответствии с законодательством Российской Федерации и законодательством субъектов Российской Федерации.

11 ТРЕБОВАНИЯ ПО ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

Наличие на объекте системы обеспечения пожарной безопасности устанавливается требованиями ст.5 ФЗ №123 от 22.07.2008. Система обеспечения пожарной безопасности объекта защиты предназначена для предотвращения пожара, обеспечения безопасности людей и защиты имущества при пожаре.

В процессе технического перевооружения и реконструкции объекта обеспечивается:

- приоритетное выполнение противопожарных мероприятий, предусмотренных проектом и утвержденных в установленном порядке;
- соблюдение требований пожарной безопасности, предусмотренных Федеральным законом от 22.07.2008 № 123-ФЗ, Постановлением Правительства РФ от 16.09.2020 г. № 1479;
- наличие и исправное содержание средств борьбы с пожаром;
- возможность безопасной эвакуации и спасения людей с территории площадки производства работ.

В соответствии с ГОСТ 12.1.004-91 система обеспечения пожарной безопасности объекта защиты включает в себя систему предотвращения пожара, систему противопожарной защиты, комплекс организационно-технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности; содержит комплекс мероприятий, исключающих возможность превышения значений допустимого пожарного риска, установленного Федеральным законом от 22.07.2008 № 123-ФЗ, и направленных на предотвращение опасности причинения вреда третьим лицам в результате пожара.

Система предотвращения пожара достигается предотвращением образования горючей среды и (или) предотвращением образования в горючей среде (или внесения в нее) источников зажигания.

Предотвращение образования горючей среды на объекте обеспечивается, согласно ст.49 Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ, п. 2.2 ГОСТ 12.1.004-91 следующими способами:

- максимально возможным применением негорючих и трудногорючих веществ и материалов;
- максимально возможным по условиям технологии и строительства ограничением объема горючих материалов и наиболее безопасным способом их размещения;
- изоляцией горючей среды от источников зажигания;

- установкой пожароопасного оборудования в отдельных помещениях или на открытых площадках;

- своевременным удалением с территории ПС пожароопасных отходов производства и горючего мусора, очисткой оборудования от отложений пыли и пуха.

Исключение условий образования в горючей среде источников зажигания на объекте достигается, согласно ст.50 Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ, следующими способами:

- применением электрооборудования, соответствующего пожароопасной и взрывоопасной зонам в соответствии с требованиями Правил устройства электроустановок (гл. 7.3 «Электроустановки во взрывоопасных зонах» и 7.4 «Электроустановки в пожароопасных зонах»);

- применением оборудования, устройств, при эксплуатации которых не образуются источники зажигания;

- применением технологического процесса и оборудования, удовлетворяющего требованиям электростатической искробезопасности по ГОСТ 12.1.018-93;

- устройством заземления оборудования;

- ликвидацией условий для самовозгорания обращающихся веществ, материалов и изделий.

Противопожарная защита объекта в соответствии со ст. 52 Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ, п.3.2 ГОСТ 12.1.004-91 обеспечивается следующими средствами:

- объемно-планировочные решения существующих зданий и сооружений ПС 110 кВ Нижний Бестях обеспечивают ограничение распространения пожара на соседние объекты за счет соблюдения противопожарных разрывов;

- существующие здания и территория ПС 110 кВ Нижний Бестях обеспечены первичными средствами пожаротушения, предусмотрена возможность подъезда пожарной техники к зданиям и сооружениям для тушения в случае пожара;

- в существующих зданиях предусмотрены устройства систем обнаружения пожара, оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре;

- маслonaполненное оборудование оснащено устройством аварийной канализации;

- устройства системы релейной защиты и автоматики (РЗА) обеспечивают обесточивание оборудования при нарушениях режимов работы и внутренних повреждениях (в том числе при коротких замыканиях).

Целью создания системы организационно-технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности объекта является организация разработки и (или) осуществление должностными лицами мероприятий, направленных на предотвращение и борьбу с пожарами. Данная система формируется в период строительства и организации эксплуатации объектов.

Система существующих организационно-технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности включает мероприятия по организации деятельности пожарной охраны, паспортизации веществ, материалов и технологических процессов по обеспечению пожарной безопасности; организацию обучения обслуживающего персонала мерам пожарной безопасности на производстве; разработку объектовых нормативных правовых актов и нормативных документов по пожарной безопасности; проведение агитации и пропаганды в области пожарной безопасности; обеспечение первоочередных мер пожарной безопасности.

Технические устройства, применяемые на объекте, подлежат сертификации на соответствие требованиям промышленной безопасности в установленном законодательством Российской Федерации порядке.

12 СРОКИ ВЫПОЛНЕНИЯ ПОСТАВОК, РАБОТ, УСЛУГ

Срок выполнения поставок оборудования определен на основании предварительных технико-коммерческих предложений от поставщиков оборудования и составляет 120 календарных дней.

Норма продолжительности строительства объекта (электрической подстанции) определяется согласно СНиП 1.04.03-85* Часть I «Нормы продолжительности строительства и задела в строительстве предприятий, зданий и сооружений».

Нормы устанавливают продолжительность: подготовительного периода, строительно-монтажных работ, возведения сооружений на территории ПС, монтажа оборудования, включая индивидуальные испытания, комплексное опробование и необходимые пусконаладочные работы.

Продолжительность выполнения работ по титулу «Проектно-изыскательские работы для реконструкции подстанции 110/35/10 кВ Нижний Бестях (установка 3Т мощностью 40 МВА // Центральный энергорайон РС (Я))» на подстанции – 161 день.

Нормы устанавливают продолжительность: подготовительного периода, монтажа оборудования.

Подготовительный период составляет 10-20 % от общей продолжительности строительства без учета закупки и поставки электротехнического оборудования к месту монтажа составляет 16 дней.

Работы ведутся в 1 смену.

Среднее количество дней в месяц – 22

Количество рабочих часов в смене – 8 часов

Численность рабочих (бригада) – 17 чел.

Нормы продолжительности строительства объектов охватывают период от даты начала выполнения внутриплощадочных подготовительных работ, состав которых установлен СП 48.13330.2019, до даты ввода объекта в эксплуатацию. Дата начала строительства объекта оформляется актом, составленным заказчиком и подрядчиком на основе первичной документации бухгалтерского учета строительной организации. Начало и окончание работ по монтажу оборудования оформляется отдельными актами, составленными генподрядчиком, субподрядными организациями и заказчиком.

13 ПОТРЕБНОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА В КАДРАХ, ОСНОВНЫХ СТРОИТЕЛЬНЫХ МАШИНАХ, МЕХАНИЗМАХ, ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВАХ, В ТОПЛИВЕ И ГОРЮЧЕ-СМАЗОЧНЫХ МАТЕРИАЛАХ, А ТАКЖЕ В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ, ВРЕМЕННЫХ ЗДАНИЯХ И СООРУЖЕНИЯХ

13.1 Потребность строительства в кадрах

Комплектование строительно-монтажными кадрами предполагается за счет специалистов генподрядной строительно-монтажной организации, определяемой на конкурсной основе.

Потребность строительства в кадрах определяется строительной организацией, согласно методам выполняемых работ с учетом совмещения строительных специальностей.

Общая потребность в кадровых рабочих специальностях комплексных бригад при модернизации подстанции составляет 17 человек см. табл.11.1.

Таблица 11.1 – Состав рабочих специальностей комплексных бригад

Специальность	Количество	Разряд
Устройство фундаментов		
Машинист крана	2	6
Машинисты техники для земляных работ	2	6
Стропальщик	2	4
Электросварщик ручной сварки	1	3
Землекоп	1	1
Бетонщик	2/1	3/2
Арматурщик	1/1	4/2
Разнорабочие	2	-
Монтаж металлоконструкций		
Машинист крана	2	6
Монтажник стальных конструкций	2	6
Стропальщик	1	4
Электросварщик ручной сварки	2	3
Маляр	1	2
Монтажные работы электрооборудования		
Машинист крана	2	6
Стропальщик	1	4
Электромонтажник по силовым сетям и электрооборудованию	2	3
Монтажник связи-линейщик	2	3
Электромонтер	2	3
Пусконаладочные работы		
Инженер-наладчик	1/3	4/2
Работы по благоустройству		
Машинист крана	1	6
Машинисты техники для земляных работ	2	6
Разнорабочие	2	-

Бетонщик	1/1	3/2
----------	-----	-----

Исходя из соотношения различных категорий, работающих по видам строительства для объекта определена следующая потребность в кадрах: 40 рабочих по специальностям, среднее количество работающих на СМР и подсобных производствах в 1 смену – 17 человек. Потребность в строительных кадрах см. табл. 11.2.

Таблица 11.2 – Потребность в строительных кадрах

Общая численность работающих	В том числе			
	Рабочие	ИТР	Служащие	МОП и охрана
	85 %	10 %	3 %	2 %
17	14	2	1	-

Численность работающих, занятых в наиболее загруженную смену, принимается 85% от их общего числа: 14 чел.

Средняя продолжительность рабочего дня составляет – 8 часов

Среднее количество рабочих дней в месяц – 22.

Все временные санитарно-бытовые помещения рассчитаны на мужчин. Учитывая номенклатуру работ, принятую в проекте, использование труда женщин не предусматривается.

Подстанция, подлежащая модернизации, находится в городской черте, рабочие располагаются в жилом фонде города. Медицинское обслуживание рабочих обеспечивается за счет аптек первой помощи и посещений медицинских учреждений, находящихся вблизи подстанции. Дополнительных сооружений жилого комплекса и социально-бытового назначения не требуется.

13.2 Потребность в основных строительных машинах и транспортных средствах

Потребность в основных строительных машинах, и транспортных средствах определена в соответствии принятой технологией производства работ (см табл. 11.3).

Приведенные в проекте машины, и транспортные средства могут быть заменены на аналогичные с учетом соответствующих характеристик. Марки строительных машин принимаются с учетом парка машин, имеющихся в подрядной организации и принятого режима их работы на строительной площадке, применительно к требованиям типовых технологических карт и монтажных схем.

Согласно требованиям ФЗ-№52 от 30 марта 1999 года ст. 27 п. 3 применяемые на объекте машины, механизмы и транспортные средства допускаются к работе при наличии санитарно-эпидемиологических заключений о соответствии условий работы санитарным правилам.

Все работы по ремонту строительных машин и механизмов выполнять на существующей производственной базе подрядной организации. Мелкий ремонт выполняется на месте средствами передвижной техпомощи.

Средства малой механизации должны сосредотачиваться в специализированных подразделениях строительных организаций, в составе которых надлежит организовать инструментально-раздаточные пункты и передвижные инструментальные мастерские с необходимыми техническими средствами механизированного выполнения работ.

Таблица 11.3 – Ведомость основных строительных машин, транспортных средств, оборудования и инструмента

Наименование машин, механизмов и транспортных средств	Тип	Основной параметр	Кол-во единиц
Машины для нулевого цикла			
Бульдозер (планировка территории)	ДЗ-42	мощностью от 80 до 95 л.с.	1
Автогрейдер (планировочные работы)	ГС-14.02		1
Экскаватор (разработка котлована)	Hitachi EX 300	высота копания 9870-10620 мм радиус копания 10570-11860 мм	1
Каток (уплотнение грунта)	Ammann AV 26-2	мощность 19,8 кВт	1
Универсальная буровая установка (бурение лидерных скважин, вдавливание свай)	Bauer RTG RG 21T	глубина бурения 22м	2
Грузоподъемная техника			
Монтажный кран	КС-75721-1 "ГА-ЛИЧАНИН"	г/п 70 т	1
Монтажный кран	КС-45719-1 "ГА-ЛИЧАНИН"	г/п 20 т	1
Транспортные средства			
Бортовой автомобиль самосвал (перевозка материалов и строительных конструкций)	КАМАЗ-65111	г/п 14 т	2
Бортовой автомобиль (перевозка материалов и строительного мусора)	КАМАЗ-4308-А3	г/п 5,86 т	1
Автогидроподъемник (автовышка для монтажных работ на высоте)	АГП-35	грузоподъемность люльки 300 кг	1
Служебный автобус	-	на 16 посадочных мест	1
Средства малой механизации			
Сварочный агрегат	УДГУ-351	20-350 А	2
Понижающий трансформатор	ПСГ	28 кВА	1
Ножницы для резки кабеля			1
Электротрамбовка (уплотнение грунта)	ТВЭ-2	мощность 0,55 кВт	2
Такелажный комплект	НС-200+2Т-20/400	перемещения тяжеловесного оборудования	1

Наименование машин, механизмов и транспортных средств	Тип	Основной параметр	Кол-во единиц
Такелажный комплект (гидродомкраты)	НС-400+4Д-100	подъем тяжел. оборудования	1
Принудительный бетоносмеситель (создание бетонной смеси)	Станмастер БСП 500	объем барабана:500л, мощность (Вт):5500	2
Оборудование			
Дизельгенератор (для освещения стройплощадки и работы электроинструмента)	Вепрь АДС 150-T400 ТП	115 кВт	1
Дизельгенератор (для обеспечения электроэнергией бытового городка)	FG Wilson P65-1	48 кВт	1
Инструменты для демонтажных работ			
Отбойный молоток	Bosch GSH 27 VC	мощностью 2000 Вт	2
Угловая шлифмашина (болгарка)	Makita GA5034	число об/мин 11000, 125 мм	2
Перфоратор	Black & Decker KR 900 RE	Мощность: 700 Вт Скорость вращения: 0-1200/мин Напряжение: 230 В	2

Наименование и количество основных строительных машин, механизмов и транспортных средств уточняется при разработке проекта производства работ.

13.3 Потребность строительства в электрической энергии

Потребность в электроэнергии определяется на период выполнения максимального объема строительно-монтажных работ по формуле:

$$P = L_K \cdot \left(\frac{K_1 \cdot P_M}{\cos E_1} + K_3 \cdot P_{O.B.} + K_4 \cdot P_{O.H.} + K_5 \cdot P_{CB} \right), \quad (13.1)$$

где, $L_K = 1,05$ – коэффициент потери мощности в сети;

P_M – сумма номинальных мощностей работающих электромоторов;

$P_{O.B.}$ – суммарная мощность внутренних осветительных приборов, устройств для электрического обогрева;

$P_{O.H.}$ – суммарная мощность наружных осветительных приборов;

P_{CB} – суммарная мощность сварочных трансформаторов;

$\cos E_1 = 0,7$ – коэффициент потери мощности для силовых потребителей;

$K_1 = 0,5$ – коэффициент, учитывающий одновременную работу электромоторов;

$K_3 = 0,8$ – коэффициент для внутреннего освещения и обогрева;

$K_4 = 0,9$ – коэффициент для наружного освещения;

$K_5 = 0,6$ – коэффициент для сварочных трансформаторов.

Для мобильных инвентарных зданий:

– здание кратковременного отдыха и обогрева (1 шт.): 3 кВт – электрообогреватели, 2 кВт – электроприборы;

–сушилка-раздевалка (1 шт.): 5 кВт – электрообогреватели, 4 кВт – электроприборы;
 –утепленный туалет (1 шт.): 2 кВт – электрообогреватели, 1 кВт – электроприборы;
 –контора прораба (1шт.): 2 кВт – электрообогреватели, 3 кВт – электроприборы;
 –мастерская-инструменталка (1 шт.): 2 кВт – электрообогреватели, 5 кВт – электроприборы.

Таблица 11.4 – Потребители электроэнергии

Наименование потребителя	Мощность, кВт
Силовые потребители (электромоторы)	
Станок гибочный для прутков арматуры СГА40А (1 шт.)	3,0
Ножницы ручные электрические (1 шт.)	0,52
Отбойный молоток (2 шт.)	4,0
Угловая шлифмашина (болгарка) (2 шт.)	2,6
Перфоратор (2 шт.)	1,4
Электротрамбовка ТВЭ-2 (2 шт.)	1,1
Наружные и внутренние осветительные и бытовые приборы	
Мобильные инвентарные здания	17,5
Прожектор освещения LAD LED R500-10-60-6-500L (2 шт.)	1,0
Понижающие трансформаторы	
Сварочный агрегат УДГУ-351 (2 шт.)	48
Понижающий трансформатор ПСГ (1 шт.)	28

$$P = 1,05 \cdot \left(\frac{0,5 \cdot (3 + 0,52 + 4 + 2,6 + 1,4 + 1,1)}{0,7} + 0,8 \cdot (17,5 + 10) + 0,6 \cdot (48 + 28) \right) \\ = 73,72 \text{ кВт}$$

Потребность в электроэнергии составит на период выполнения максимального объема строительного-монтажных работ 74 кВт.

На период строительства для обеспечения электроэнергией временных питания электроинструмента и оборудования необходимо использовать две дизель-генераторные установки. Основную ДГУ установить на территории строительного городка, передвижную – на территории ПС.

На период строительства для обеспечения электроэнергией временных зданий использовать генераторную установку FG Wilson P65-1 мощностью 48 кВт. Продолжительность работы установки постоянная в течение срока строительства (срок строительства см. раздел 21 данной текстовой части). Расход топлива при 75% загрузке - 13,8 л/час.

На период строительства для электроснабжения строительной площадки использовать дизельную генераторную установку Вепрь АДС 150-Т400 ТП в кожухе мощностью 115 кВт Продолжительность работы установки 8 часов в сутки в течение срока строительства (срок строительства см. раздел 21 данной текстовой части). Расход топлива при 75% загрузке – 24,1 л/час.

Тип, мощность и число генераторов выбирает подрядная организация исходя из расчетной потребности в электроэнергии. Либо перед производством работ получить ТУ на подключение от ближайшего источника электроэнергии (в состав данной проектной документации не входит).

13.4 Потребность строительства в воде

Потребность в воде определяется суммой расхода воды на производственные и хозяйственно-бытовые нужды:

$$Q_{\text{тр}} = Q_{\text{пр}} + Q_{\text{хоз}}. \quad (13.2)$$

Максимальный суточный расход воды на производственные потребности, л/с, определяется по формуле:

$$Q_{\text{пр}} = K_H \cdot \frac{q_{\text{п}} \cdot P_{\text{п}} \cdot K_{\text{ч}}}{3600 \cdot t}, \quad (13.3)$$

где $q_{\text{п}} = 500$ л – расход воды на производственного потребителя;

$P_{\text{п}}$ – число производственных потребителей в наиболее загруженную смену;

$K_{\text{ч}} = 1,5$ – коэффициент часовой неравномерности водопотребления;

$t = 8$ ч – число часов в смене;

$K_H = 1,2$ – коэффициент на неучтенный расход воды.

$$Q_{\text{пр}} = 1,2 \cdot \frac{500 \cdot 1 \cdot 1,5}{3600 \cdot 8} = 0,03 \frac{\text{л}}{\text{с}}.$$

$$0,03 \cdot 60 \cdot 60 \cdot 24 = 2592 \frac{\text{л}}{\text{сут}} = 2,59 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}}.$$

В сутки расходуется 2,59 м³.

Расход воды на хозяйственно-бытовые потребности, л/с, определяется по формуле:

$$Q_{\text{хоз}} = \frac{q_{\text{х}} \cdot P_{\text{р}} \cdot K_{\text{ч}}}{3600 \cdot t} + \frac{q_{\text{д}} \cdot P_{\text{д}}}{60 \cdot t_1}, \quad (13.4)$$

где $q_{\text{х}} = 15$ л – удельный расход воды на хозяйственно-питьевые потребности одного работающего при отсутствии канализации согласно [21];

$P_{\text{р}}$ – численность работающих в наиболее загруженную смену;

$K_{\text{ч}} = 2$ – коэффициент часовой неравномерности потребления воды;

$q_d = 30$ л – расход воды на прием душа одним работающим;

P_d – численность пользующихся душем (до 80% P_p);

$t_1 = 45$ мин – продолжительность использования душевой установки;

$t = 8$ ч – число часов в смене.

$$Q_{\text{хоз}} = \frac{15 \cdot 17 \cdot 2}{3600 \cdot 8} + \frac{30 \cdot 11}{60 \cdot 45} = 0,14 \frac{\text{л}}{\text{с}}.$$

$$0,14 \cdot 60 \cdot 60 \cdot 24 = 12096 \frac{\text{л}}{\text{сут}} = 12,1 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}}.$$

В сутки расходуется 12,1 м³.

$$Q_{\text{тр}} = 0,03 + 0,14 = 0,17 \frac{\text{л}}{\text{с}}.$$

$$0,17 \cdot 60 \cdot 60 \cdot 24 = 14688 \frac{\text{л}}{\text{сут}} = 14,69 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}}.$$

В сутки расходуется 14,69 м³.

Обеспечение производственных и хозяйственно-бытовых нужд выполнить за счет привозной воды. Доставка воды осуществляется в автоцистернах, которые арендуются у специализированных организаций.

Обеспечение питьевых нужд выполнить за счет привозной бутилированной воды.

Расход воды на пожаротушение на период строительства в соответствии с [21]

$Q_{\text{пож}} = 5 \text{ л/сек}$. Пожаротушение производится силами пожарной бригады из числа строителей, а также местной пожарной частью (подробно см. пункт 17.3).

Суммарный расход воды с учетом пожаротушения составит:

$$Q_{\text{тр}} = Q_{\text{тр}} + Q_{\text{пож}} = 0,17 + 5 = 5,17 \text{ л/с}$$

13.5 Потребность в сжатом воздухе

Ввиду отсутствия оборудования и механизмов, для работы которых требуется сжатый воздух, потребность в последнем отсутствует.

13.6 Потребность во временных зданиях и сооружениях

В соответствии с требованиями [1] п. 5.14 рабочие, руководители, специалисты и служащие, занятые на строительстве объекта, должны быть обеспечены санитарно-бытовыми помещениями в соответствии с действующими нормами, номенклатурой инвентарных зданий и гигиеническими требованиями по устройству и оборудованию санитарно-бытовых помещений.

Временные здания принимаются передвижного типа, с электрической системой отопления и автономной системой водоснабжения в соответствии с «Табелем временных зданий и со-

оружений для энергетического строительства Минэнерго РФ». Помещения должны быть оборудованы мебелью, необходимым хозяйственным инвентарем и аптечками для оказания первой помощи.

В состав стройдвора включить здания административно-хозяйственного, бытового и производственного назначения. Организацию питания рабочих выполняет подрядная организация.

Временные инвентарные здания не являются зданиями с постоянным пребыванием людей.

Требуемая площадь временных зданий санитарно-бытового назначения определена согласно [21] исходя из численности работающих в максимально напряженный период строительства.

Требуемая площадь здания административного назначения определяется по формуле:

$$S_{TP} = N \cdot S_H \quad (13.5)$$

где N – общая численность ИТР, служащих, МОП и охраны;

$S_H=4 \text{ м}^2$ – нормативный показатель площади.

$$S_{TP} = 2 \cdot 4 = 8 \text{ м}^2$$

Требуемая площадь для инвентарных зданий санитарно-бытового назначения равна:

$$S_{TP} = N_p \cdot S_H \quad (13.6)$$

где N_p – численность рабочих в наиболее многочисленную смену;

S_H – нормативный показатель площади, $\text{м}^2/\text{чел.}$

Гардеробная:

$$S_{TP} = N_p \cdot 0,7 \text{ м}^2$$

$$S_{TP} = 14 \cdot 0,7 = 9,8 \text{ м}^2.$$

Помещение для обогрева рабочих:

$$S_{TP} = N_p \cdot 0,1 \text{ м}^2$$

$$S_{TP} = 14 \cdot 0,1 = 1,4 \text{ м}^2.$$

Сушилка:

$$S_{TP} = N_p \cdot 0,2 \text{ м}^2$$

$$S_{TP} = 14 \cdot 0,2 = 2,8 \text{ м}^2.$$

Душевая:

$$S_{TP} = N_p \cdot 0,54 \text{ м}^2$$

$$S_{TP} = 14 \cdot 0,54 = 7,56 \text{ м}^2.$$

Умывальная:

$$S_{TP} = N_p \cdot 0,2 \text{ м}^2$$

$$S_{TP} = 14 \cdot 0,2 = 2,8 \text{ м}^2.$$

Туалет:

$$S_{TP} = (0,7 \cdot N \cdot 0,1) \cdot 0,7 + (1,4 \cdot N \cdot 0,1) \cdot 0,3,$$

где N - количество работающих в наиболее загруженную смену.

$$S_{TP} = (0,7 \cdot 17 \cdot 0,1) \cdot 0,7 + (1,4 \cdot 17 \cdot 0,1) \cdot 0,3 = 1,55 \text{ м}^2$$

Подбор передвижных вагончиков осуществляется в проекте производства работ.

В качестве уборной принято две туалетные кабины «Стандарт», с размерами 1,1х1,2х2,18(н) м. Объем 1 кабины V=300 л (600 посещений) с полезной площадью 1,32 м².

Экспликация временных зданий и сооружений приведена в таблице 11.5. Охрана бытового городка и временных складов возлагается на подрядчика (строительные и монтажные организации).

Таблица 11.5 – Экспликация временных зданий и сооружений

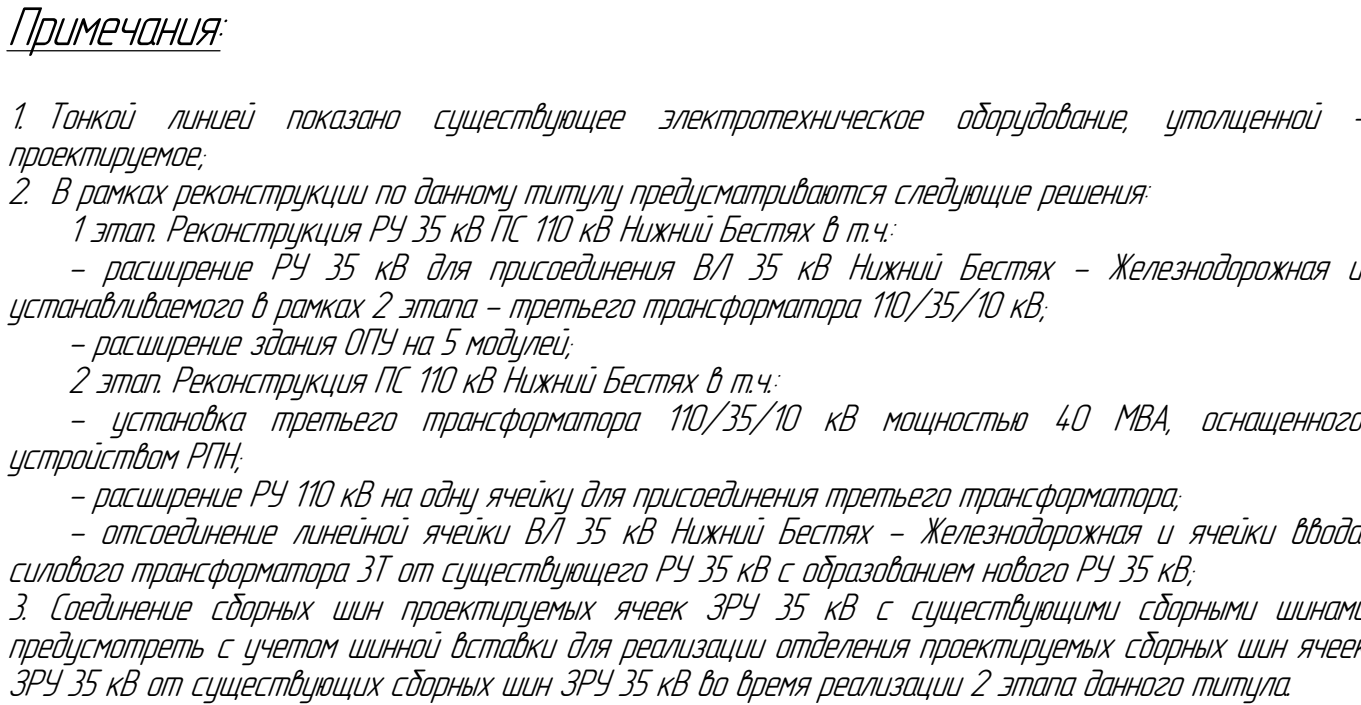
Наименование инвентарного здания	Размер (Д×Ш×В), м	Количество инвентарных зданий	Шифр проекта
Биотуалет	1,2×1,1×2,1	2	«Стандарт»
Гардеробная-сушилка	6,0×2,5×2,835	2 в т.ч.: - 1 зданий (гардеробная-сушилка); - 1 здание душевой.	1129-021
Бытовые помещения (для обогрева и приема пищи)	6,0×2,5×2,835	1	1129-024
Закрытый склад	6,0×2,5×2,835	1	1129-027
Контора прораба	6,0×2,5×2,835	1	1129-022

Для сокращения инвентарных зданий прием пищи предлагается осуществлять в разное время.

Размещение строительного городка указано в графической части раздела ТЭП-28201/216-ПС-2025-ПОС. Расстояние до пунктов с питьевой водой не превышает 75 м, а до помещений для обогрева работающих и санузлов не превышает 150 м.

Наименование, марка (тип) количество инвентарных зданий уточняется при разработке проекта производства работ.

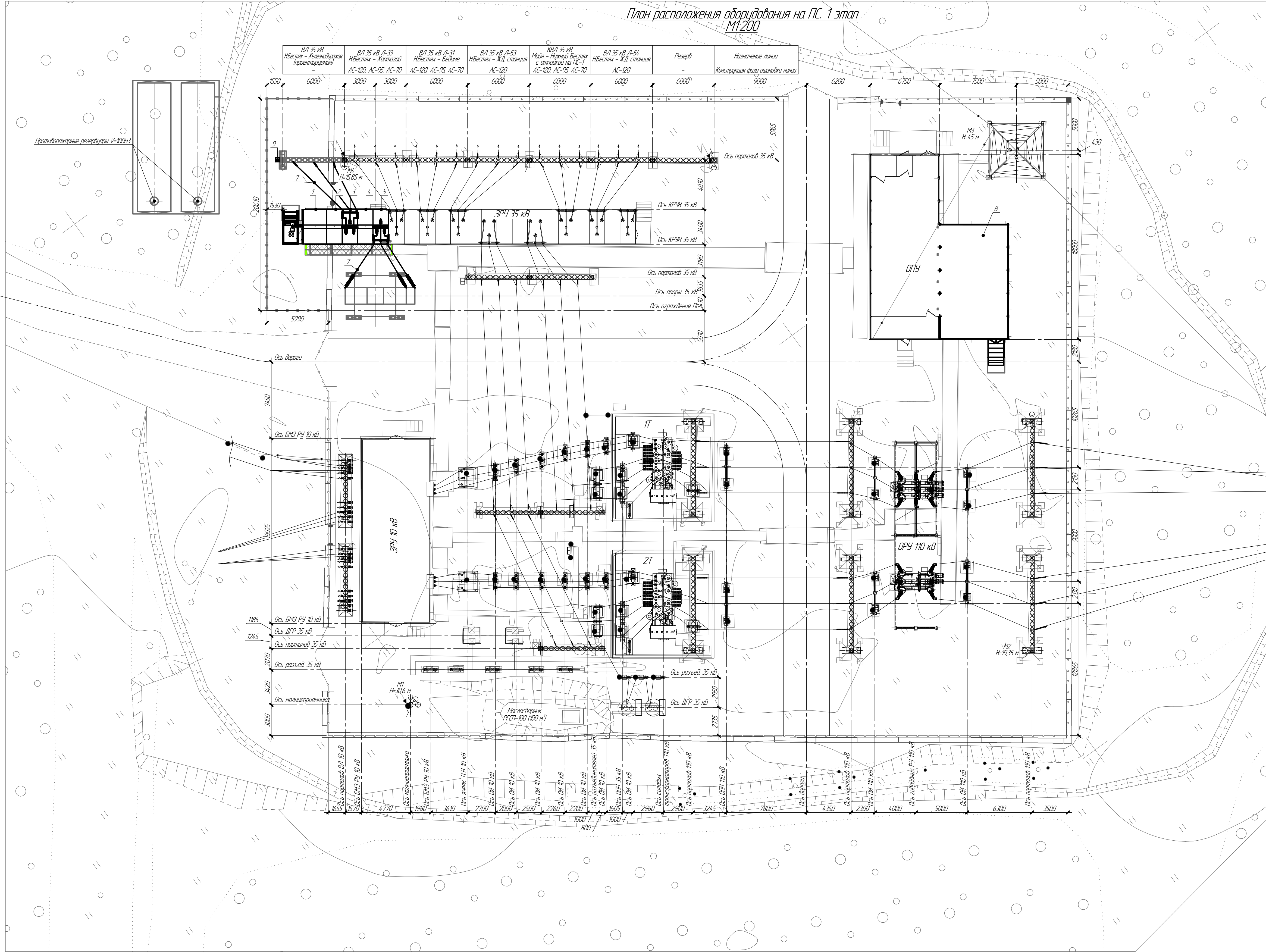
После выполнения СМР произвести демонтаж временных зданий и сооружений.



ИНВ. № подл.

Aug
2

План расположения оборудования на ПС. 1 этап
М1:200



Условно-графические обозначения

Обозначение	Наименование
—	Существующее оборудование
—	Проектируемое оборудование
▨	Ж/В кабельный лоток
▩	Металлический кабельный лоток

Конструкция фаз ошинок в ячейке	Наименование ячейки
АС-120/19	КВЛ 110 кВ Модуль - Нижний Бестях I цепь

КВЛ 110 кВ Модуль - Нижний Бестях I цепь	АС-120/19
---	-----------

Примечания:

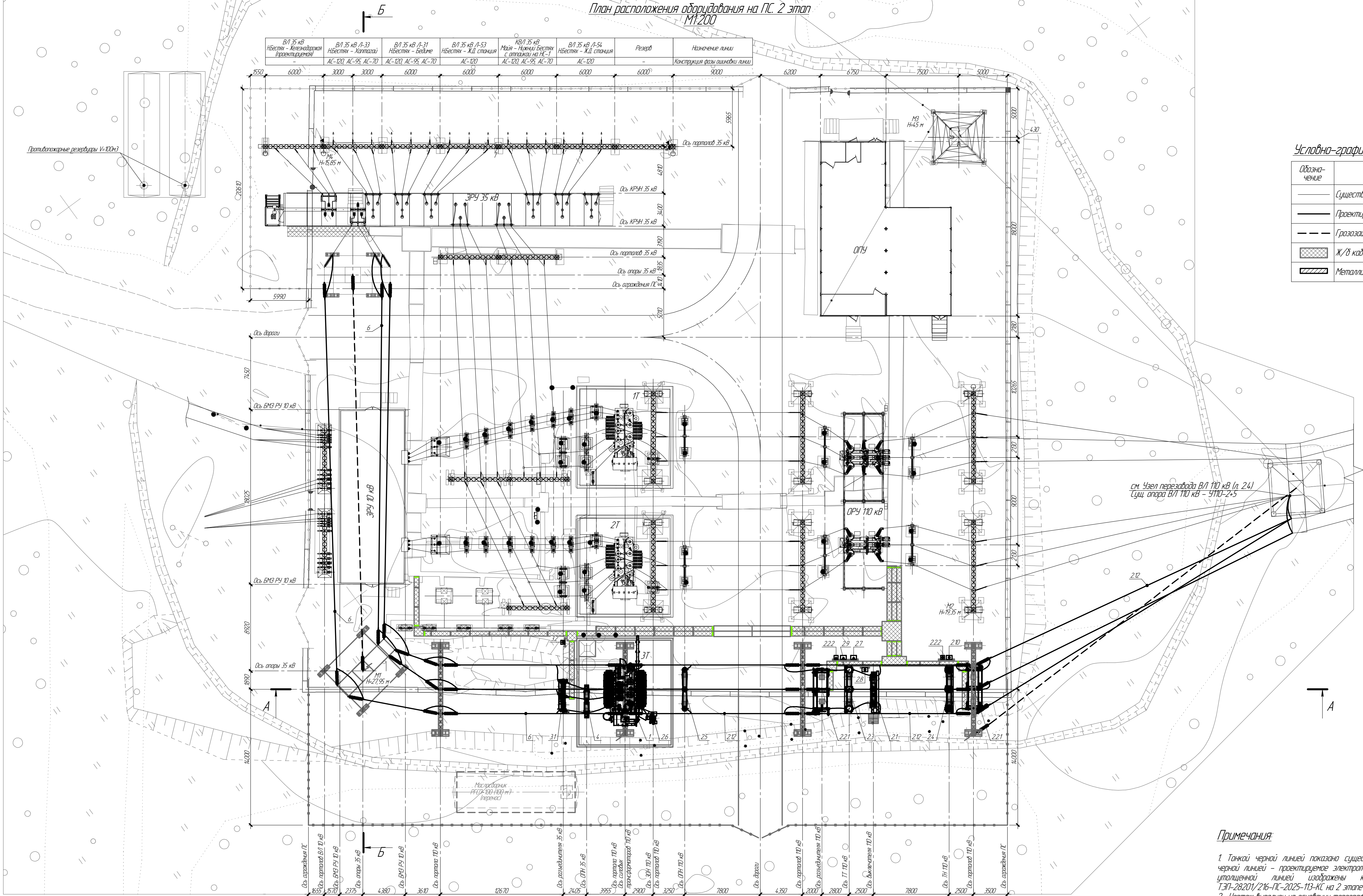
- Тонкой черной линией показано существующее электротехническое оборудование, утолщенной черной линией - проектируемое электротехническое оборудование 1 этапа строительства. Серой утолщенной линией изображены конструкции, устанавливаемые в рамках тома ТЭП-28201/216-ПС-2025-113-КС на 1 этапе строительства;
- Чертеж выполнен на основании топографической съемки (ТЭП-28201/216-ПС-2025-ИГДМ);
- В рамках реконструкции по данному титулу предусматриваются следующие решения:
1 этап Реконструкция РУ 35 кВ ПС 110 кВ Нижний Бестях в т.ч.:
 - расширение РУ 35 кВ для присоединения ВЛ 35 кВ Нижний Бестях - Железнодорожная и устанавливаемого в рамках 2 этапа - третьего трансформатора 110/35/10 кВ;
 - расширение здания ОРУ на 5 модулей;2 этап Реконструкция ПС 110 кВ Нижний Бестях в т.ч.:
 - установка третьего трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА, оснащенного устройством РПН;
 - расширение РУ 110 кВ на одну ячейку для присоединения третьего трансформатора;
 - отсоединение линейной ячейки ВЛ 35 кВ Нижний Бестях - Железнодорожная и ячейки ввода силового трансформатора 3Т от существующего РУ 35 кВ с образованием нового РУ 35 кВ;4. Соединение сборных шин проектируемых ячеек ЗРУ 35 кВ с существующими сборными шинами предусмотреть с учетом шинной вставки для реализации отделения проектируемых сборных шин ячеек ЗРУ 35 кВ от существующих сборных шин ЗРУ 35 кВ во время реализации 2 этапа данного титула.

Перечень устанавливаемого оборудования. 1 этап

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса вт, кг	Примечание
1	ТЭП-28201/216-ПС-2025-266-ЭП	Ячейка ЗРУ 35 кВ с ТСН 35/0,4 кВ	1		
2	ТЭП-28201/216-ПС-2025-266-ЭП	Ячейка ЗРУ 35 кВ переходная для ТСН-3	1		
3	ТЭП-28201/216-ПС-2025-266-ЭП	Ячейка ЗРУ 35 кВ отходящей линии	1		
4	ТЭП-28201/216-ПС-2025-266-ЭП	Ячейка ЗРУ 35 кВ трансформатора напряжения 35 кВ	1		
5	ТЭП-28201/216-ПС-2025-266-ЭП	Ячейка ЗРУ 35 кВ ввода 3Т	1		
6		Гирлянда напряжная 35 кВ	3		
7		Ошиновка 35 кВ, проводом марки АС-500/27, м	50		
8	ТЭП-28201/216-ПС-2025-263-ЭП	Блочная-модульное здание ОРУ (расширение на 5 модулей)	1		
9		Щкаф управления обогревом противопожарных резервуаров	1		

				ТЭП-28201/216-ПС-2025-КДГЧ2					
				Проектно-изыскательские работы для реконструкции подстанции 110/35/10 кВ Нижний Бестях (установка 3Т мощностью 40 МВА // Центральный энергоснабжения РС (Я))					
Изм.	Кол.	Лист	Лист	Лист	Лист	ПС 110 кВ Нижний Бестях	Страница	Лист	
Разработчик	Лопатин	12.25	12.25	12.25	12.25		КД	1	
Проверил	Чайкина	12.25	12.25	12.25	12.25		План расположения оборудования на открытой части ПС		4
Н. контр.	Роман	12.25	12.25	12.25	12.25				
ГИП	Полужайков	12.25	12.25	12.25	12.25				

План расположения оборудования на ПС. 2 этап
М1200



Условно-графические обозначения

Обозначение	Наименование
	Существующее оборудование
	Проектируемое оборудование
	Грозозащитный трос (поз.7)
	Ж/В кабельный лоток
	Металлический кабельный лоток

Конструкция фазы ошинок в ячейке	Наименование ячеек
АС-120/19	КВЛ 110 кВ Мая - Нижний Бестях I цепь

АС-120/19	КВЛ 110 кВ Мая - Нижний Бестях I цепь
-----------	--

Примечания:

- Тонкой черной линией показано существующее электротехническое оборудование, утолщенной черной линией – проектируемое электротехническое оборудование 2 этапа строительства. Серой утолщенной линией изображены конструкции, устанавливаемые в рамках тома ТЭП-28201/216-ПС-2025-113-АС на 2 этапе строительства;
- Чертеж выполнен на основании топографической съемки (ТЭП-28201/216-ПС-2025-ИГДМ);
- Оборудование, расположенное на ОРУ 110 кВ, устанавливается в составе комплектной трансформаторной подстанции блочного типа 110 кВ (КТПБ 110 кВ) на отдельно стоящих блоках заводской готовности и поставляется комплектно;
- В рамках реконструкции по данному титулу предусматриваются следующие решения:
 - 1 этап. Реконструкция РУ 35 кВ ПС 110 кВ Нижний Бестях в т.ч.:
 - расширение РУ 35 кВ для присоединения ВЛ 35 кВ Нижний Бестях – Железнодорожная и устанавливаемого в рамках 2 этапа – третьего трансформатора 110/35/10 кВ;
 - расширение здания ОРУ на 5 модулей;
 - 2 этап. Реконструкция ПС 110 кВ Нижний Бестях в т.ч.:
 - установка третьего трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА, оснащенного устройством РПН;
 - расширение РУ 110 кВ на одну ячейку для присоединения третьего трансформатора;
 - отведение линейной ячейки ВЛ 35 кВ Нижний Бестях – Железнодорожная и ячейки ввода силового трансформатора 3Т от существующего РУ 35 кВ с образованием нового РУ 35 кВ;
 - 5. Для организации расширения ОРУ 110 кВ на одну ячейку для присоединения третьего трансформатора предусматривается отапка от существующей КВЛ 110 кВ Мая – Нижний Бестях I цепь с переводом существующего нулевого пролета на данную линию на новые места существующей опоры 110 кВ (см. Узел перевода ВЛ 110 кВ).
 - 6. Ошинавка отапки от существующей КВЛ 110 кВ Мая – Нижний Бестях I цепь до РУ 110 кВ (3Т) выполнена пробором АС-120/19.

Перечень устанавливаемого оборудования. 2 этап (начало)

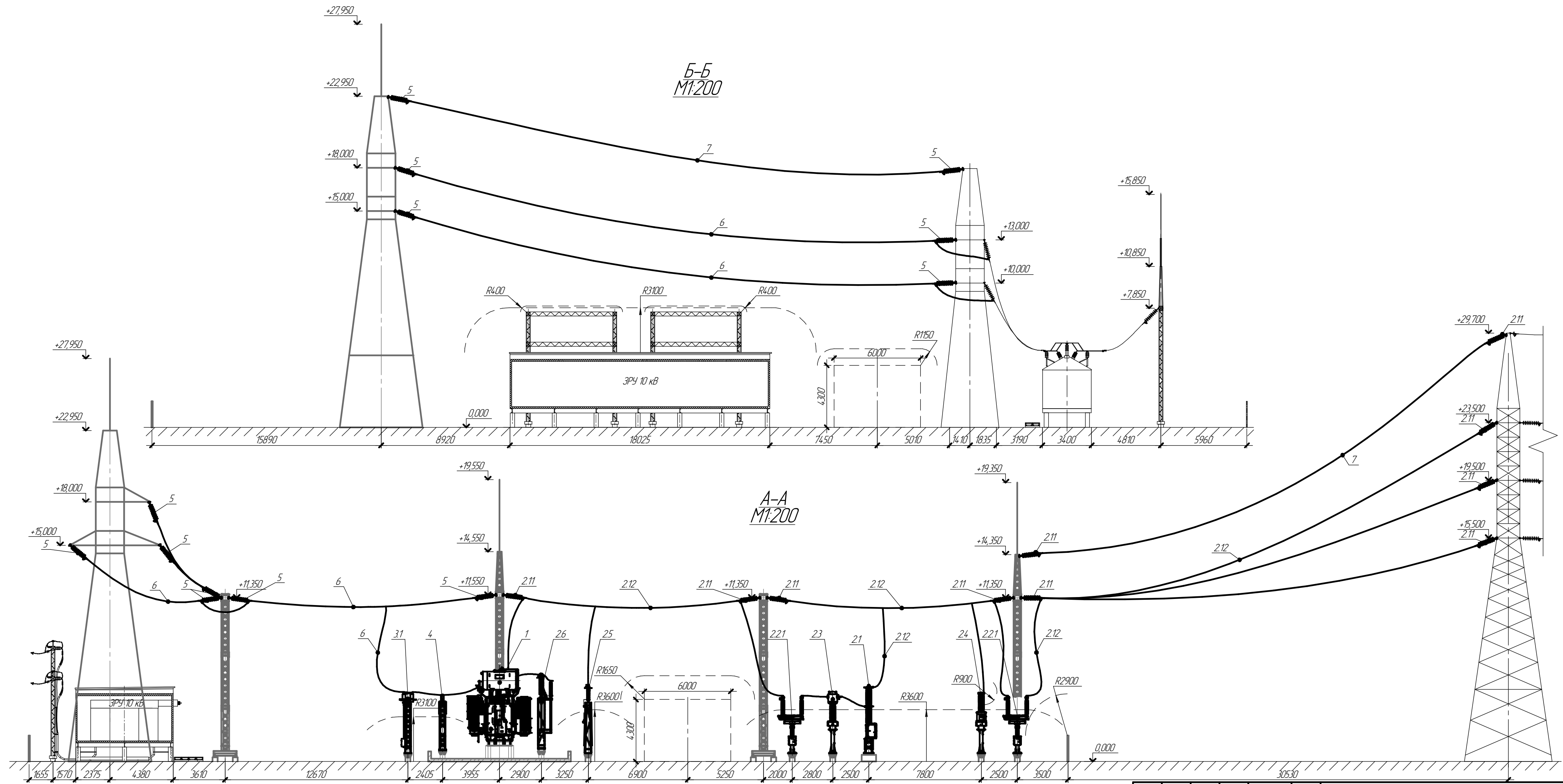
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1	ТЭП-28201/216-ПС-2025-113-ЭП0/11	Силовой трансформатор 110 кВ ТДТН-40000/110/35/10	1		
2	ТЭП-28201/216-ПС-2025-260-ЭП1	КТПБ 110 кВ в составе	1		
21	ТЭП-28201/216-ПС-2025-260-ЭП0/13	Блок выключателя трехполосного элегазового колонкового 110 кВ с приводом Ином=110 кВ, Ином=2000 А, Итерм=40 кА	1		
22	ТЭП-28201/216-ПС-2025-260-ЭП0/14	Блок разъединителя 110 кВ в составе	2		
22.1		Разъединитель трехполосный с 1 компл. ЗН и электродвигательными приводами Ином=110 кВ, Ином=1250 А, Итерм=40 кА	1		
22.2		Щкаф управления разъединителями 110 кВ	1		

Перечень устанавливаемого оборудования. 2 этап (продолжение)

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
23	ТЭП-28201/216-ПС-2025-260-ЭП0/15	Блок трансформаторов тока 110 кВ Классы точности 0,2S/0,2S/10PR/10PR/10PR	1		
24	ТЭП-28201/216-ПС-2025-260-ЭП0/16	Блок трансформаторов напряжения 110 кВ Классы точности 0,2/0,2/ЗР	1		
25	ТЭП-28201/216-ПС-2025-260-ЭП0/17	Блок ограничителей перенапряжения 110 кВ	1		
26	ТЭП-28201/216-ПС-2025-260-ЭП0/12	Блок заземлителя нейтрали силового трансформатора 110 кВ	1		
27	ТЭП-28201/216-ПС-2025-260-ЭП0/18	Щкаф обогрева и питания приводов выключателей и разъединителей	1		
28	ТЭП-28201/216-ПС-2025-260-ЭП0/19	Щкаф зажимов выключателя	1		
29	ТЭП-28201/216-ПС-2025-260-ЭП0/10	Щкаф зажимов трансформаторов тока	1		
2.10	ТЭП-28201/216-ПС-2025-260-ЭП0/11	Щкаф зажимов трансформаторов напряжения	1		

Перечень устанавливаемого оборудования. 2 этап (окончание)

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
2.11	ТЭП-28201/216-ПС-2025-260-ЭП1	Гирлянда натяжная 110 кВ	20		
2.12		Ошинавка 110 кВ, пробор марки АС-120/19, м	400		
3	ТЭП-28201/216-ПС-2025-113-ЭП0/12	Блок разъединителя 35 кВ в составе	1		
3.1		Разъединитель трехполосный с 2 компл. ЗН и электродвигательными приводами Ином=35 кВ, Ином=1000 А, Итерм=20 кА	1		
3.2		Щкаф управления разъединителями 35 кВ	1		
4	ТЭП-28201/216-ПС-2025-113-ЭП0/13	Блок ограничителей перенапряжения 35 кВ совместно с опорными изоляторами 35 кВ	1		
5	ТЭП-28201/216-ПС-2025-113-ЭП1.15	Гирлянда натяжная 35 кВ	23		
6		Ошинавка 35 кВ, пробор марки АС-500/27, м	320		
7	9.2-ГМЗ)-В-ОЖ-МК-Н-Р-1770	Грозозащитный трос, м	100	0,49	

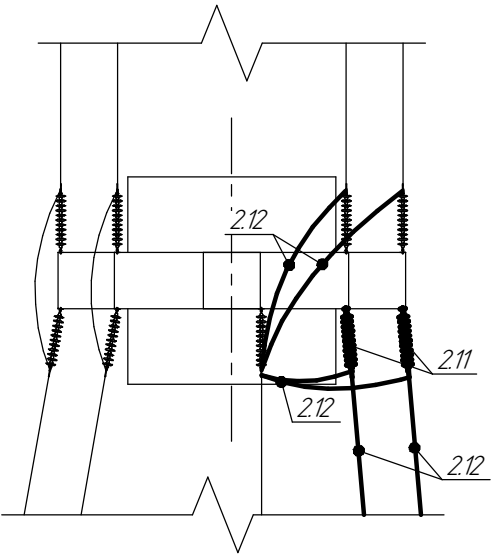
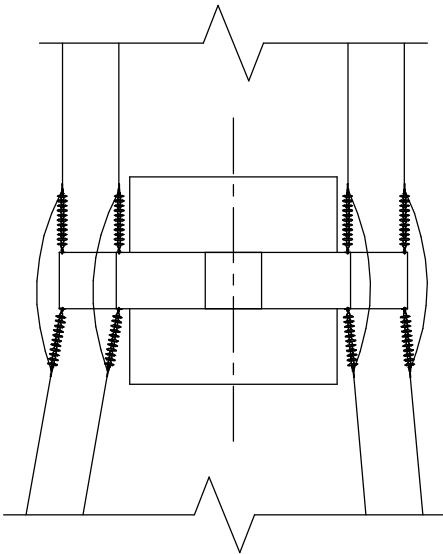
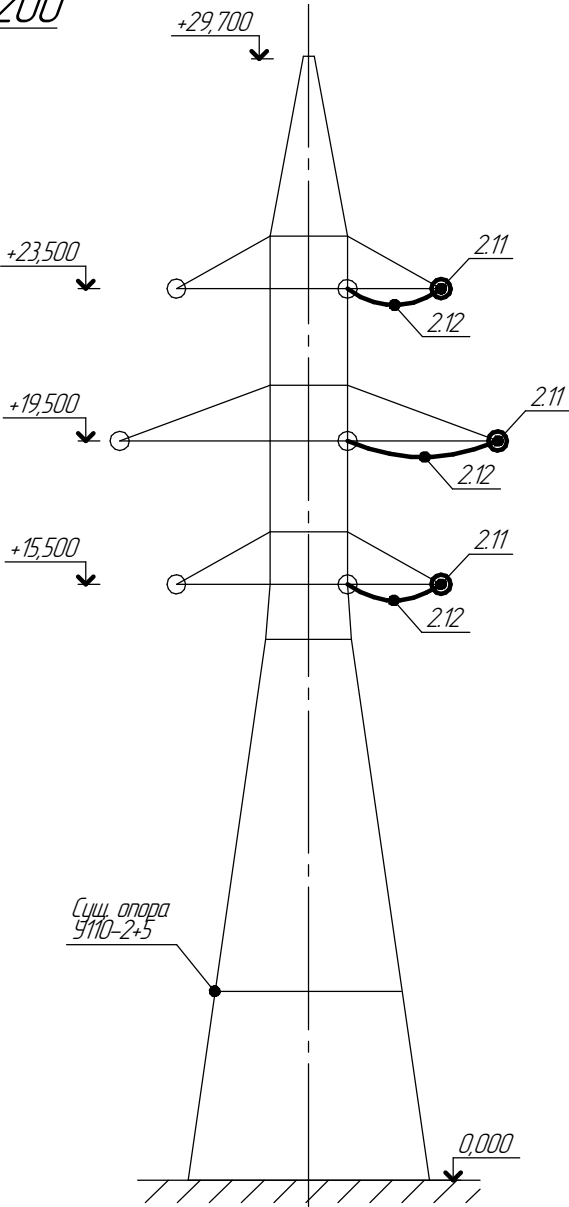
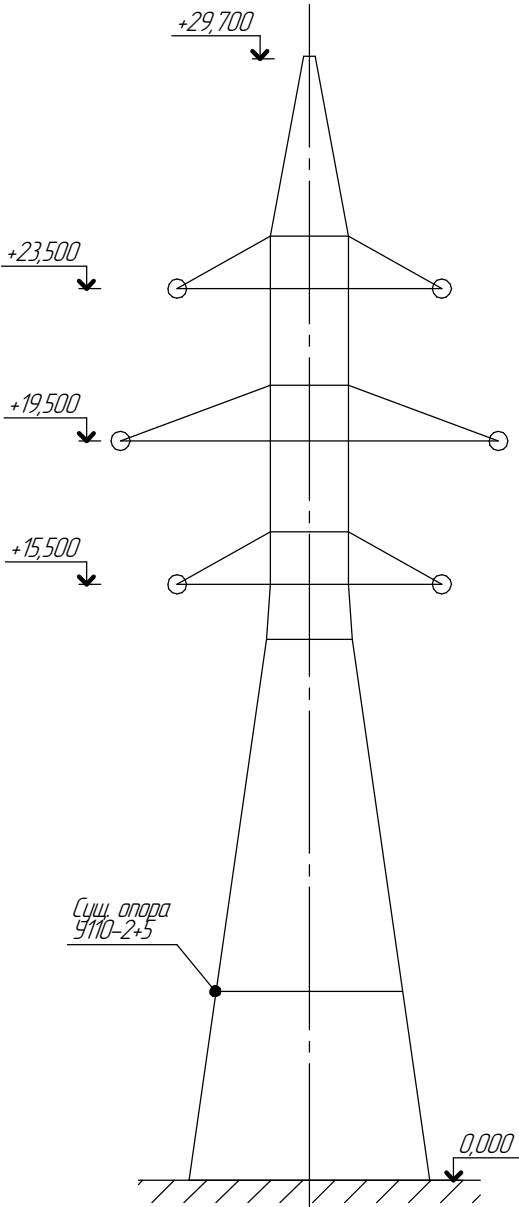


Изд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ТЭП-28201/216-ПС-2025-КДГЧ2

Узел перезавода В/Л 110 кВ
(до перезавода/после перезавода)
М1:200



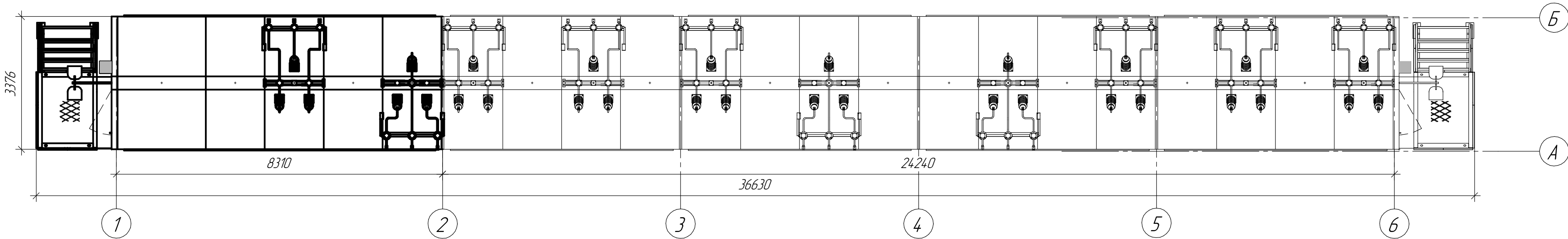
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

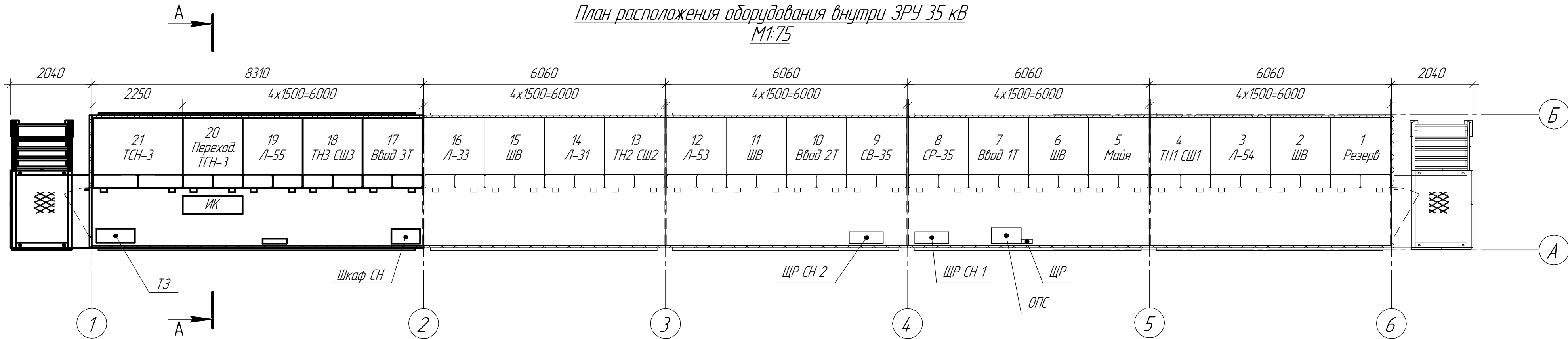
ТЭП-28201/216-ПС-2025-КД.ГЧ2

Лист
4

План расположения оборудования ЗРУ 35 кВ
М1:75



План расположения оборудования внутри ЗРУ 35 кВ
М1:75



Экспликация помещений

№ помещения	Наименование	Площадь м ²	Категория помещения
1	Закрытое распределительное устройство 35кВ	97,3	ВЗ

Перечень основного оборудования (начало)

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед, кг.	Примечание
		ЗРУ 35 кВ, в составе:			
1		Резервная отходящая линия 35 кВ	1		сущ.
2		Шинная вставка	1		сущ.
3		ВЛ 35 кВ Л-54 Н.Бестях – Ж.Д. станция	1		сущ.
4		Трансформатор напряжения 1 СШ	1		сущ.
5		КВЛ 35 кВ Майя – Н.Бестях с отпайкой на НС-1	1		сущ.
6		Шинная вставка	1		сущ.
7		Ввод 1Т	1		сущ.
8		Секционный разъединитель 35 кВ	1		сущ.
9		Секционный выключатель 35 кВ	1		сущ.
10		Ввод 2Т	1		сущ.
11		Шинная вставка	1		сущ.
12		ВЛ 35 кВ Л-53 Н.Бестях – Ж.Д. станция	1		сущ.
13		Трансформатор напряжения 2 СШ	1		сущ.
14		ВЛ 35 кВ Л-31 Н.Бестях – Бедиме	1		сущ.

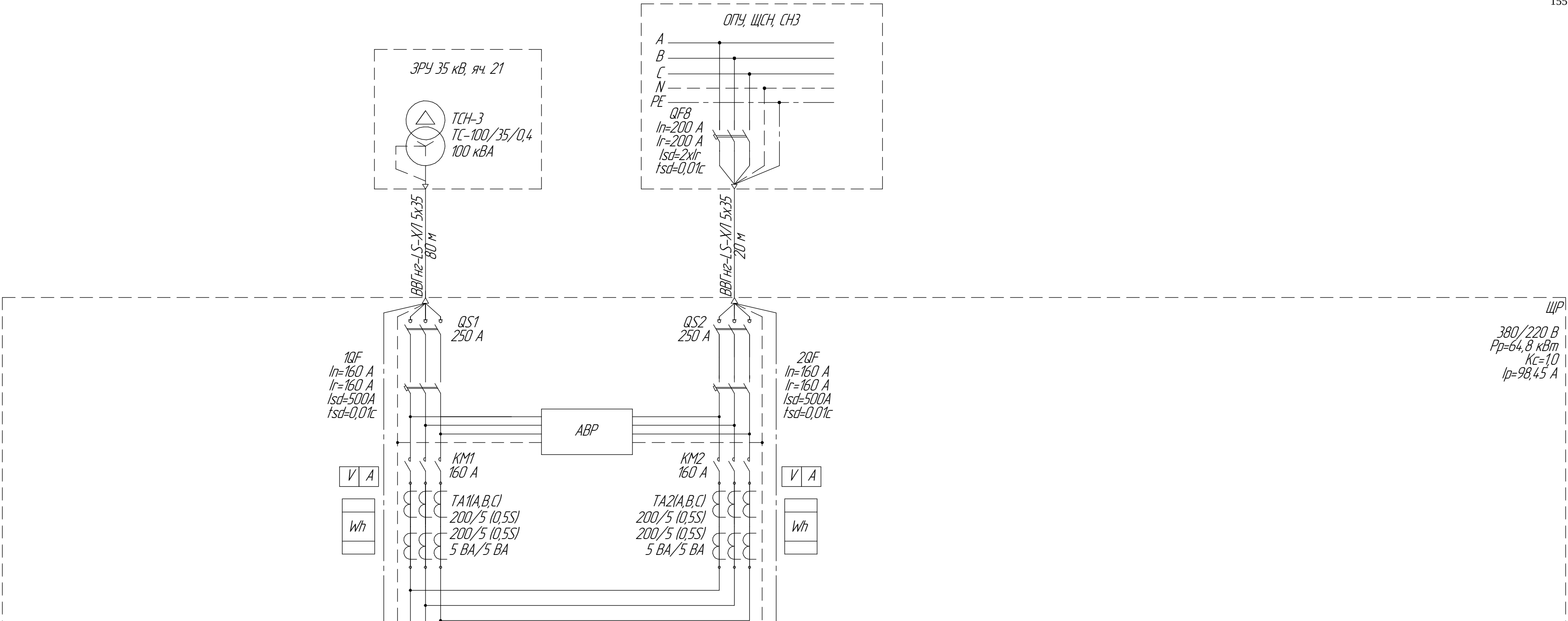
Перечень основного оборудования (окончание)

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед, кг.	Примечание
15		Шинная вставка	1		сущ.
16		ВЛ 35 кВ Л-33 Н.Бестях – Хаптагай	1		сущ.
17		Ввод ЗТ	1		проект.
18		Трансформатор напряжения 3 СШ	1		проект.
19		ВЛ 35 кВ Нижний Бестях – Железнодорожная	1		проект.
20		Переходная ячейка для ТЧН-3	1		проект.
21		ТЧН-3	1		проект.
СН		Шкаф СН	1		проект.
ИК		Обогреватель потолочный	1		проект.
ТЗ		Тепловая завеса	1		проект.
ЩР		Щит распределительный	1		сущ.
ОПС		Шкаф ОПС	1		сущ.
ЩР СН 1		Щит распределения СН КРУН 35 кВ	1		сущ.
ЩР СН 2		Щит распределения СН КРУН 35 кВ	1		сущ.

Примечания:

1. Тонкой черной линией показано существующее электротехническое оборудование, утолщенной черной линией – проектируемое электротехническое оборудование. Серой утолщенной линией изображены конструкции, устанавливаемые в рамках строительных комплектов.
2. Соединение сборных шин проектируемых ячеек ЗРУ 35 кВ с существующими сборными шинами предусмотреть с учетом шинной вставки для реализации отделения проектируемых сборных шин ячеек ЗРУ 35 кВ от существующих сборных шин ЗРУ 35 кВ во время реализации 2 этапа данного титула;
3. Для присоединения ячейки 35 кВ с ТЧН-3 предусмотреть переходную ячейку сборных шин с учетом конструктива ячейки ТЧН-3.
4. Для проектируемого ЗРУ 35 кВ предусмотреть в поставке шкаф собственных нужд (шкаф СН).

						ТЭП-28201/216-ПС-2025-КД.ГЧЗ			
						Проектно-изыскательские работы для реконструкции подстанции 110/35/10 кВ Нижний Бестях (установка ЗТ мощностью 40 МВА // Центральный энергорайон РС (Я))			
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС 110 кВ Нижний Бестях	Стадия	Лист	Листов
Разработ	Пантин			Хантис	12.25		КД	1	
Проверил	Чедыкина			Ч	12.25				
Н. контр	Ромин			Р	12.25				
ГИП	Полужитов			А	12.25	План расположения оборудования в ЗРУ 35 кВ			



Сборные шины	
Защитный аппарат: тип, характеристика, I _н , А; I _р , А; I _{sd} , А; I _{sd} , с	
Кабельная линия	
Номер линии	
S _{расч.макс} , кВА	
I _{макс. раб. режим} , А	
Марка и сечение проводника/длина	
Назначение линии	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
7,7	2,2	5	22,5	10	15,2	-	-	0,2	2	-	-
11,7	3,34	7,597	34,19	15,19	23,09	-	-	0,909	9,09	-	-
ВВГнг2-LS 5х6/65 м	ВВГнг2-LS 5х6/85 м	ВВГнг2-LS 5х6/85 м	ВВГнг2-LS 5х10/20 м	ВВГнг2-LS 5х10/75 м	ВВГнг2-LS 5х10/95 м	-	-	ВВГнг2-LS 3х2,5/5 м	ВВГнг2-LS 3х2,5/10 м	-	-
Питание ЩОВ	Питание шкафа РПН ЗТ	Питание шкафа автоматического управления дуэтом ЗТ	Собственные нужды ОПУ (расширяемой части)	Собственные нужды ЗРУ 35 кВ (яч.17-21)	Питание шкафа одогреда противопожарных резервуаров	Резерв	Резерв	Питание шкафа учета	Питание шкафа КП ТМ №2	Резерв	Резерв

Примечания:

1. Автоматические выключатели выбраны с учетом мощности, потребляемой электроприемниками, а также с учетом таблиц селективности.

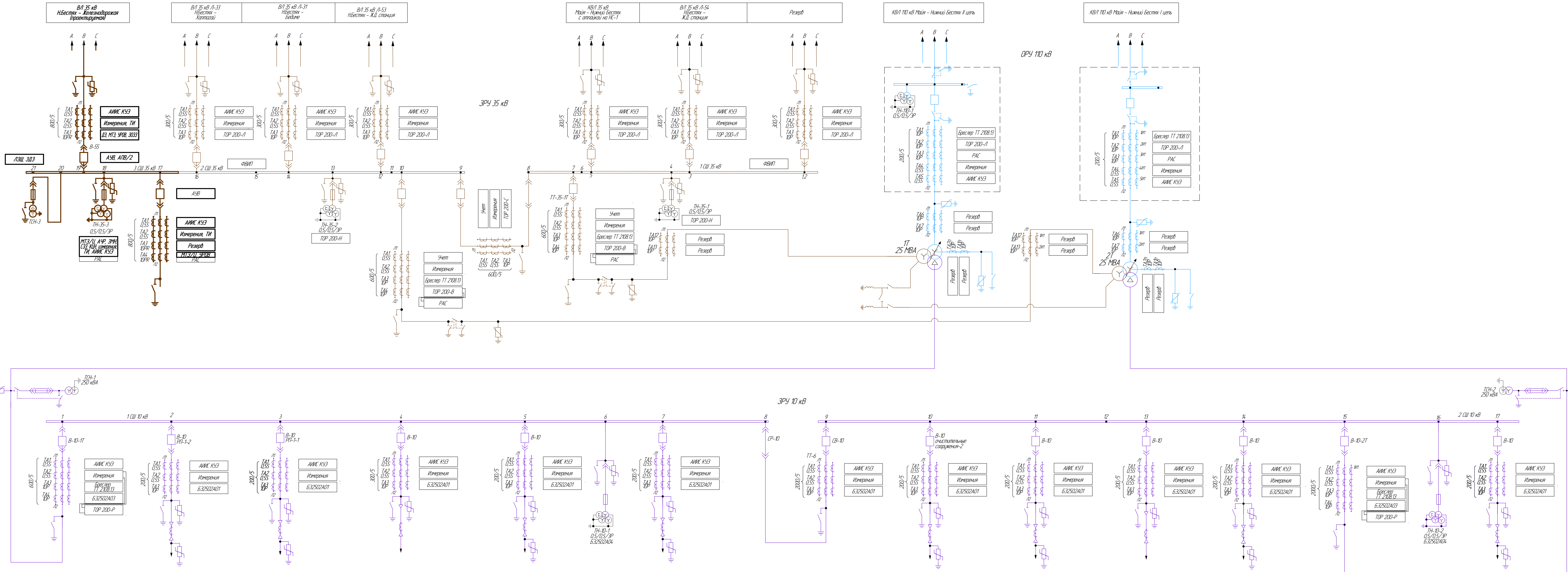
2. Шкаф напольного исполнения.

3. Для подключения блока АВР использовать рекомендуемые схемы подключения коммутационной аппаратуры от производителя блока АВР.

4. Все металлические части оборудования, нормально не находящиеся под напряжением подлежат защитному занулению. Для этого предусматривается нулевой защитный проводник "РЕ".

ТЭП-28201/216-ПС-2025-КД.Г45					
Проектно-изыскательские работы для реконструкции подстанции 110/35/10 кВ Нижний Бестях (установка ЗТ мощностью 40 МВА // Центральный энергорайон РС (Я)					
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Плантин	Чедыкина	12.25		
Проверил	Чедыкина	Рамин	12.25		
Н. контр	Рамин	Полуэктов	12.25		
ГИП	Полуэктов				
ПС 110 кВ Нижний Бестях					
ЩР. Схема электрическая принципиальная					
ТЭП					

Схема распределения по ТТ и ТН устройств ИТС. 1 этап



Список используемых сокращений:

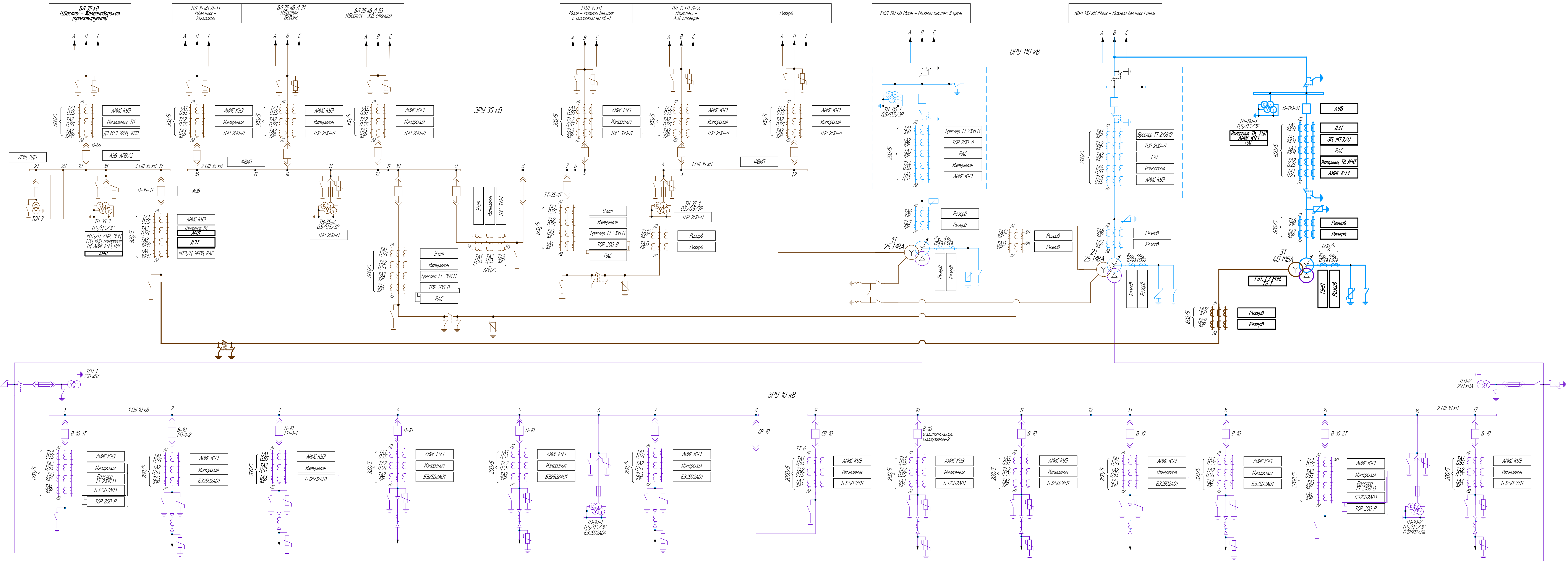
- АИИС К93 – автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии;
- АРНТ – автоматика регулирования напряжения (автотрансформатора);
- АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим процессом;
- АУВ – автоматика управления выключателем;
- ГЗ – газовая защита трансформатора;
- ГЗ РПН – газовая защита устройства РПН;
- ДЗ – дифференциальная защита;
- ДЗТ – дифференциальная защита (автотрансформатора);
- З0З3 – защита от однофазных замыканий на землю;
- З0Т – защита трансформатора от перегрузки;
- З0Т – защита трансформатора от перегрузки;
- ЛЗШ – логическая защита шин;
- РАС – регистратор аварийных событий;
- СЗ3 – сигнализация замыканий на землю;
- СЗТ – дифференциальная защита трансформатора;
- ТСНТ – токовая несимметричная защита нулевой последовательности;
- ТН – телеизмерения;
- ТО – токовая отсечка;
- МТЗ – максимальная токовая защита;
- МТЗ/У – максимальная токовая защита с командным пуском по напряжению;
- УРОВ – устройство резервирования при отказе выключателя;

ПРИМЕЧАНИЯ

1. Такой линией показано существующее оборудование, утолщенной – проектируемое.
2. В рамках реконструкции по данному пункту предусматриваются следующие решения:
 - 1 этап. Реконструкция Р4 35 кВ для присоединения В/Л 35 кВ Нижний Бестях – Железнодорожная и устанавливаемого в рамках 2 этапа – третьего трансформатора 110/35/10 кВ;
 - 2 этап. Реконструкция ПС 110 кВ Нижний Бестях в п.ч.:
 - установка третьего трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА, оснащенного устройством РПН;
 - расширение Р4 110 кВ на одну ячейку для присоединения третьего трансформатора;
 - отсоединение линейной ячейки В/Л 35 кВ Нижний Бестях – Железнодорожная и ячейки ввода силового трансформатора 3Т от существующего Р4 35 кВ с отводом от нового Р4 35 кВ;
 - 3. На первом этапе реконструкции цепи докировки /ЗШ, цепи УРОВ от В/Л 35 кВ, а так же отключение от ЗШ3 заботятся в существующий ввод 35 кВ 2 Ш. На втором этапе эти сигналы переключаются во ввод 3 Ш.
 - 4. Цепи РАС подключаются к существующему регистратору аварийных событий к резервным входам.

					ТЭП-28201/216-ПС-2025-КДГЧ6		
					Проектно-исследовательские работы для реконструкции подстанции 110/35/10 кВ Нижний Бестях (установка 3Т мощностью 40 МВА // Центральный энергоаудит ПС (Я))		
Изм.	Колос.	Лист	МРЗК	Подп.	Лист	Страница	Листов
Разработ	Маташкин	12/25			КД	1	2
Проверил	Логин	12/25					
Н. контр.	Роман	12/25					
ГИП	Полещков	12/25					
					Схема распределения по ТТ и ТН устройств ИТС		
					ТЭП		

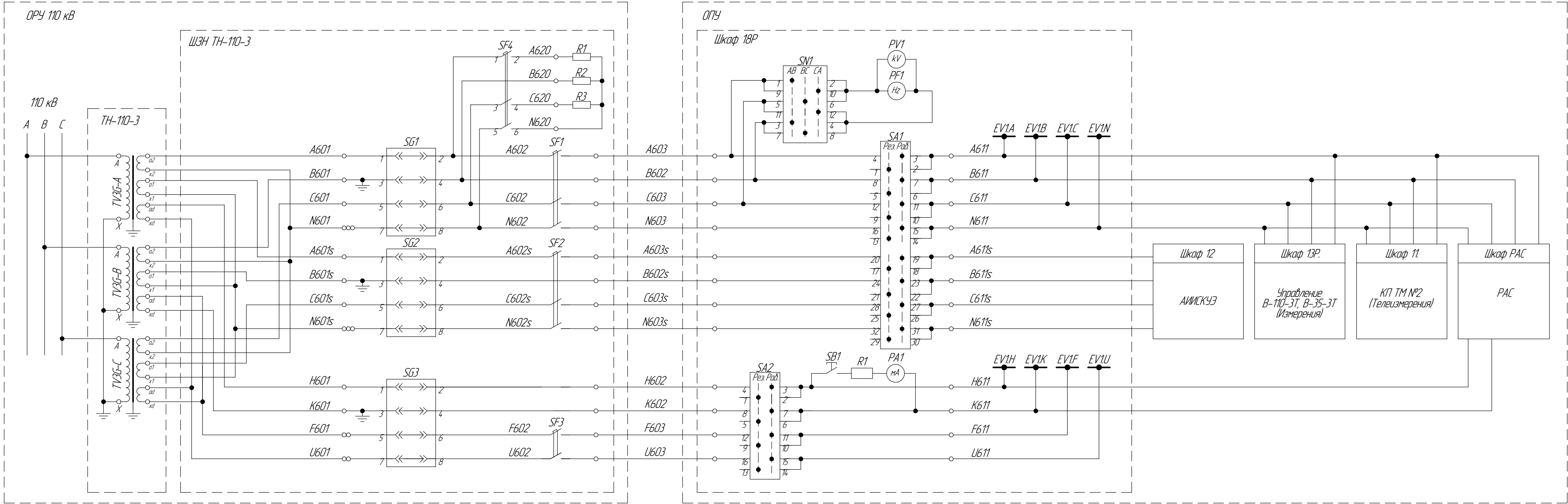
Схема распределения по ТТ и ТН устройств ИТС. 2 этап



Назначение ячеек	Ввод ТТ	Л-ПТ-1-2	Л-ПТ-1-1	К/Л Резерв	В/Л Резерв	ТН 1 ш	Л-распределительные сооружения-1	СР 10 кВ	СВ 10 кВ	Л-распределительные сооружения-2	В/Л Резерв	К/Л Резерв	В/Л Резерв	Ввод Т2	ТН 2 ш	В/Л Резерв
------------------	---------	----------	----------	------------	------------	--------	----------------------------------	----------	----------	----------------------------------	------------	------------	------------	---------	--------	------------

ТЭП-28201/216-ПС-2025-КДГЧ6						Проектно-исследовательские работы для реконструкции подстанции 110/35/10 кВ Нижний Бестях (установка 3Т мощностью 40 МВА // Центральный энергоснабжающий РС (Я)			Итого		
Изм.	Кол.	Лист	МРЗ	Подп.	Лист	Разраб.	Маташкин	12.25	Итого	КД	2
Проверил	Логин	12.25	Итого	Лист	Лист	Итого	Лист	Лист	Итого	Лист	Лист
Н. контр.	Ромин	12.25	Итого	Лист	Лист	Итого	Лист	Лист	Итого	Лист	Лист
ГИП	Полещков	12.25	Итого	Лист	Лист	Итого	Лист	Лист	Итого	Лист	Лист

Организация цепей напряжения 110 кВ



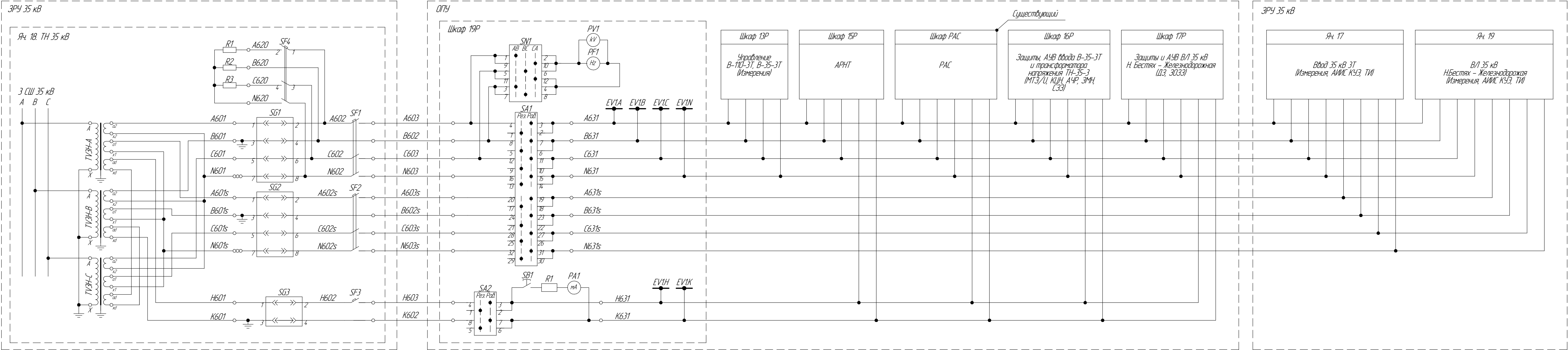
Согласовано

Изм. №	подл.	Подп.	и дата	Взам. инд. №

						ТЭП-28201/216-ПС-2025-КДГ47
						Проектно-изыскательские работы для реконструкции подстанции 110/35/10 кВ Нижний Бестях установка 3Т мощностью 40 МВА // Центральный энергоснабжения РС (Я)
Изм.	Коллч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС 110 кВ Нижний Бестях
Разраб.	Маташкин	12.25	12.25	12.25	12.25	Стадия
Проверил	Полуэктов	12.25	12.25	12.25	12.25	Лист
Н. контр	Ромин	12.25	12.25	12.25	12.25	Листов
ГИП	Полуэктов	12.25	12.25	12.25	12.25	КД 1 2
						Схема организации цепей напряжения 110 кВ
						Формат А4х3



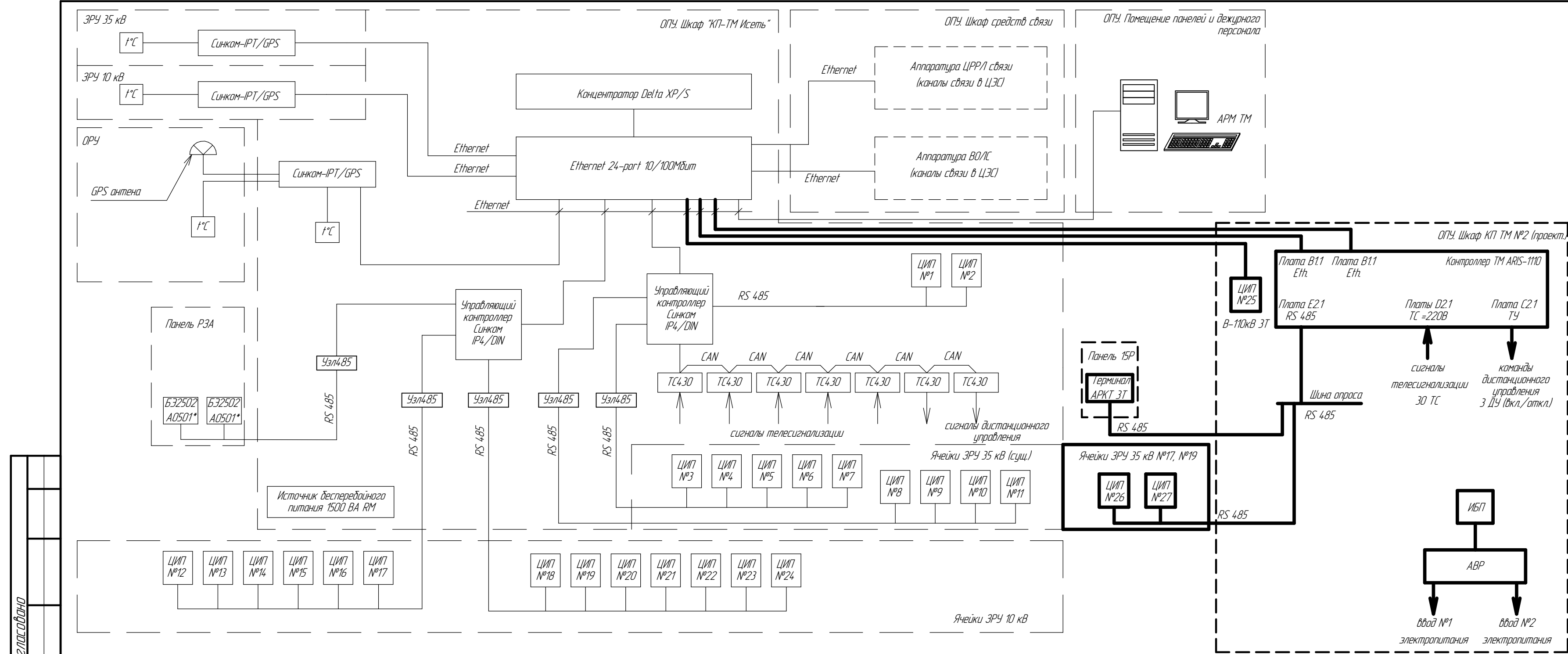
Согласовано
Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.



Список используемых сокращений:

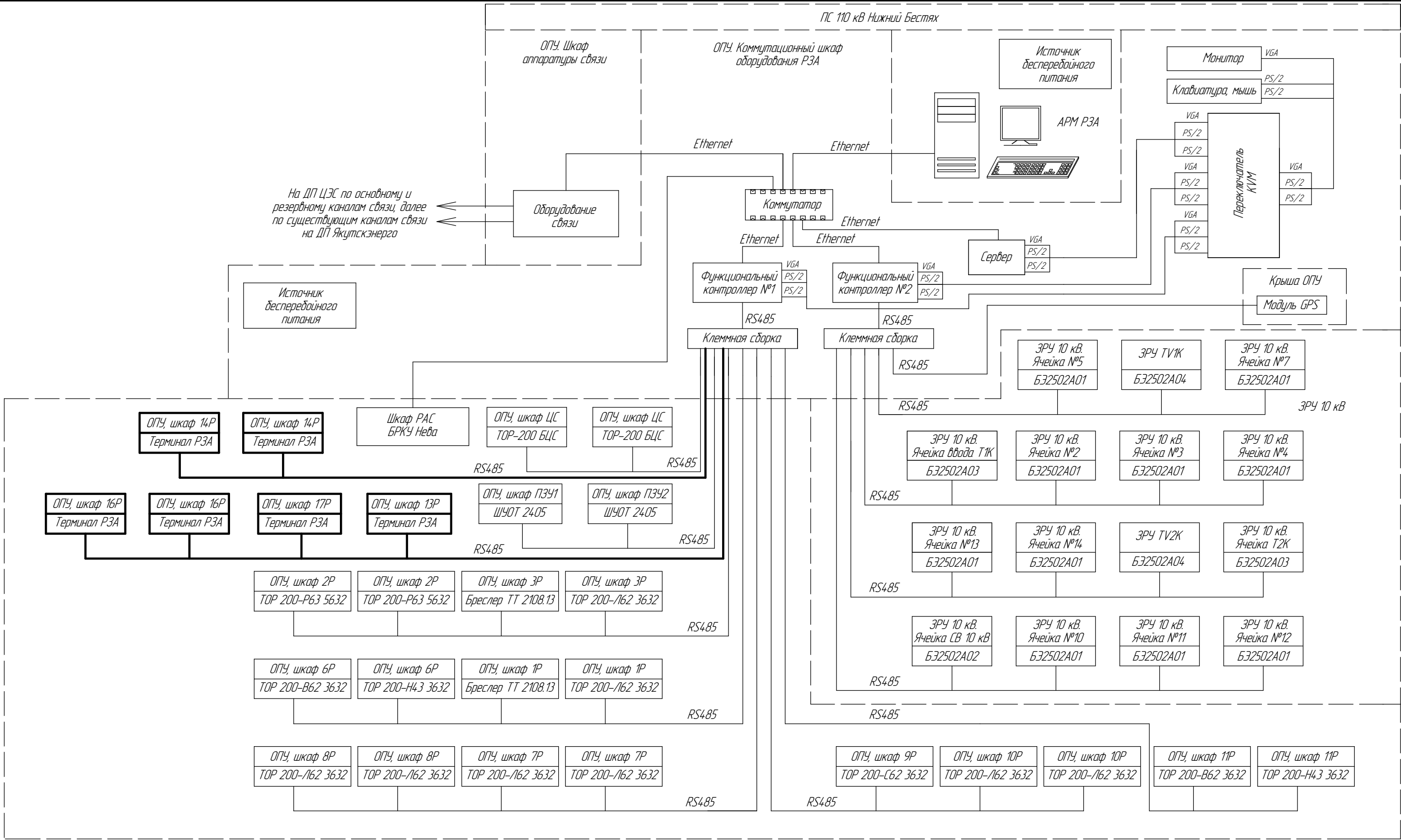
АИИС КУЭ – автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии;
АРНТ – автоматика регулирования напряжения (авто)трансформатора;
ДЗ – дистанционная защита;
З0З3 – защита от однофазных замыканий на землю;
РАС – регистратор аварийных событий;
СЗ3 – сигнализация замыканий на землю;
ТИ – телеизмерения;
МТЗ/У – максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению.

						ТЭП-28201/216-ПС-2025-КД.ГЧ7				
						Проектно-изыскательные работы для реконструкции подстанции 110/35/10 кВ Нижний Бестях установка ЗТ мощностью 40 МВА // Центральный энергорайон РС (Я)				
Изм.	Коллч	Лист	№ док	Подп.	Дата	ПС 110 кВ Нижний Бестях		Стадия	Лист	Листов
Разраб	Маташкин				12.25			КД	2	
Проверил	Полуэктов				12.25					
Н. контр	Ромин				12.25					
ГИП	Полуэктов				12.25					
						Схема организации цепей напряжения 35 кВ				



Примечания:
1. Утолщенной линией показана проектируемое данным титулом оборудование и кабельные связи;
2. Тонкой линией показана существующее оборудование и кабельные связи.

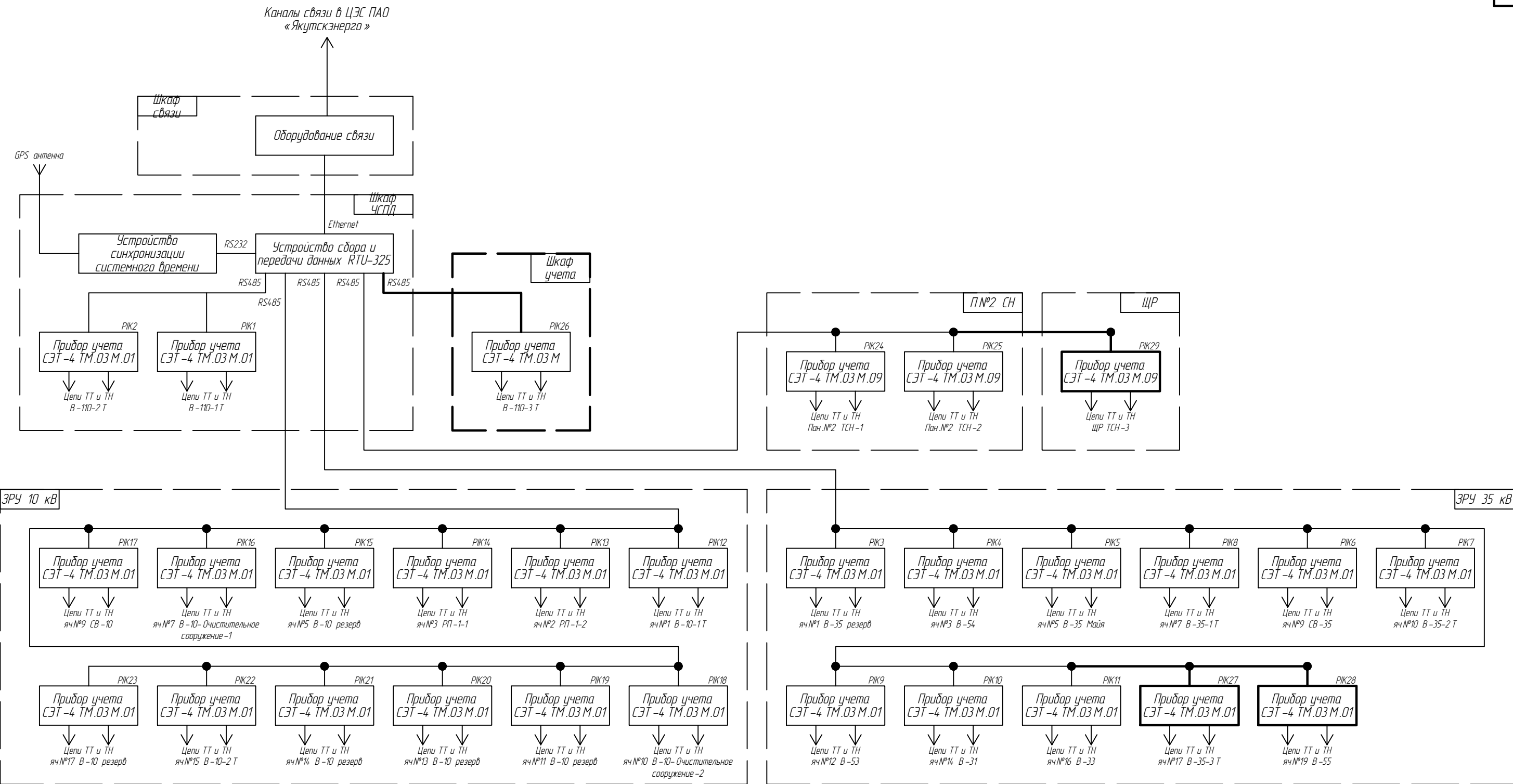
						ТЭП-28201/216-ПС-2025-КД.ГЧ8					
						Проектно-изыскательские работы для реконструкции подстанции 110/35/10 кВ Нижний Бестях (установка ЗТ мощностью 40 МВА // Центральный энергоаудит РС (Я))					
Изм.	Кол.ч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Графическая часть	Стадия	Лист	Листов		
Разработал	Соломин				12.25		КД	1			
Проверил	Соловьев				12.25						
Н. контроль	Рамин				12.25						
ГИП	Полуэктов				12.25	Структурная схема телемеханики					



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

Примечания:
1. Утолщенной линией показано проектируемое данным титулом оборудование и кабельные связи;
2. Тонкой линией показано существующее оборудование и кабельные связи.

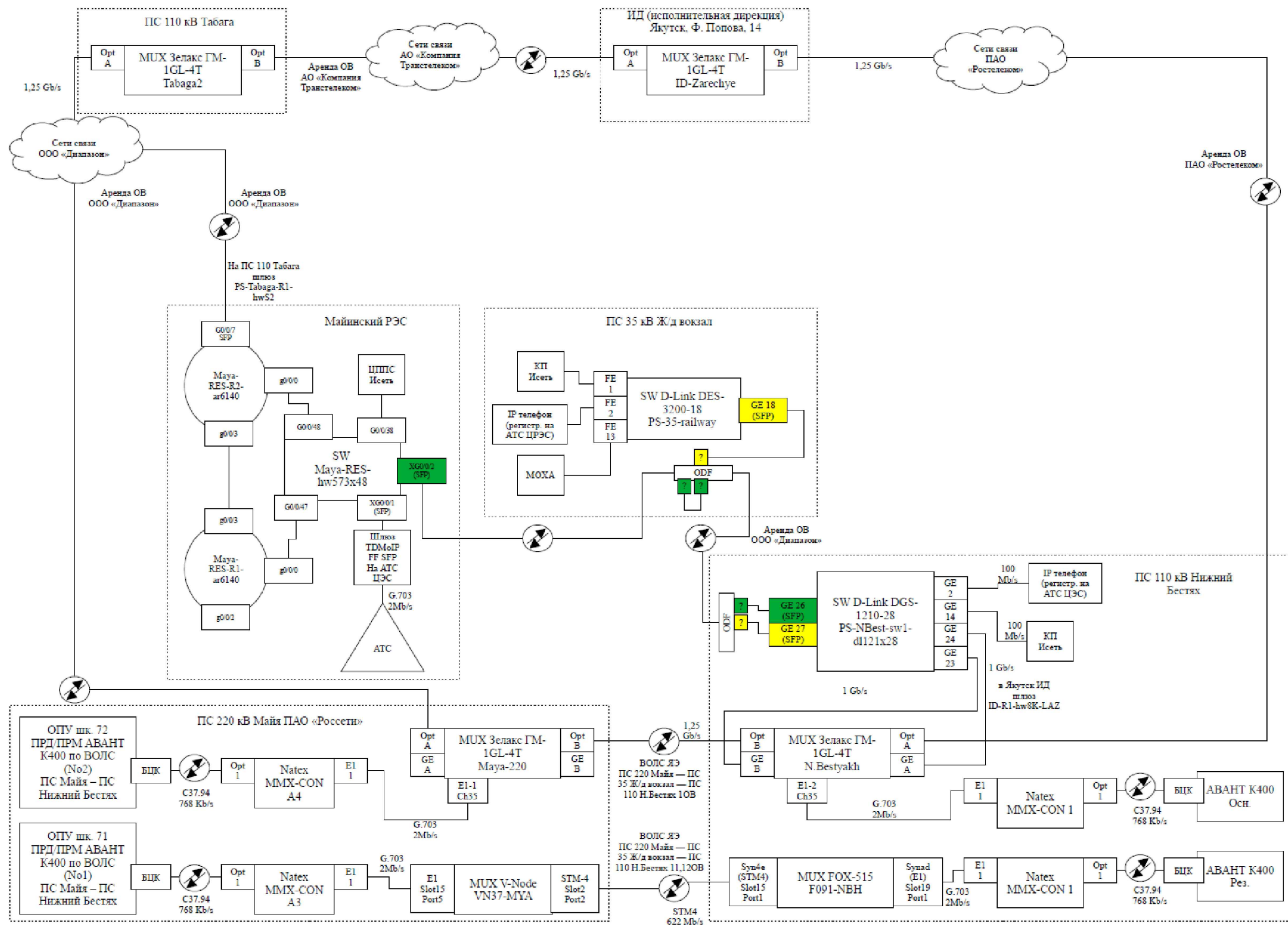
						ТЭП-28201/216-ПС-2025-КД.ГЧ9			
						Проектно-изыскательские работы для реконструкции подстанции 110/35/10 кВ Нижний Бестях (установка ЗТ мощностью 40 МВА // Центральный энергорайон РС (Я))			
Изм.	Кол.ч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Графическая часть	Стадия	Лист	Листов
Разработал		Соломин			12.25		КД	1	
Проверил		Соловьев			12.25				
Н. контроль		Ромин			12.25				
ГИП		Полуэктов			12.25				
						Схема сбора и передачи данных с терминалов РЗА			



Примечания:

1. Утолщенной линией показаны оборудование и кабельные связи, проектируемые по данному титулу;
2. Щит учета со счетчиком PIK26 учтен в данном разделе;
3. Проектируемые кабели для цепей RS485 учтены в данном разделе;
4. Кабели для цепей измерения для счетчика PIK26 учтены в данном разделе;
5. Счетчики PIK27, PIK28 поставляются комплектно с ячейками ЗРУ 35 кВ (подключены к цепям измерения) и учтены в разделе ТЭП-28201/216-ПС-2025-052-ЭП;
6. Счетчик PIK29 поставляется комплектно со шкафом ЩР (подключены к цепям измерения) и учтен в разделе ТЭП-28201/216-ПС-2025-060-ЭП.

						ТЭП -28201/216- ПС -2025- КД.ГЧ 10			
						Проектно -изыскательские работы для реконструкции подстанции 110/35/10 кВ Нижний Бестях (установка 3 Т мощностью 40 МВА // Центральный энергорайон РС (Я))			
Изм.	Кол.чц.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Графическая часть	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Соломин			12.25		КД	1	
Проверил		Соловьев			12.25				
Н.контр.		Ромин			12.25				
ГИП		Полуэктов			12.25				
						Структурная схема АИИС КУЭ			



Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

						ТЭП -28201/216- ПС -2025- КД .ГЧ 11			
						Проектно -изыскательские работы для реконструкции подстанции 110/35/10 кВ Нижний Бестях (установка 3 Т мощностью 40 МВА // Центральный энергорайон РС (Я)			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Графическая часть	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Соломин				12.25		КД		1
Проверил	Соловьев				12.25				
Н.контр.	Ромин				12.25				
ГИП	Полуэктов				12.25				
						Структурная схема сетей связи	 ТЭП		

Копировал

Формат А3