

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики
Направление подготовки 13.04.02 – «Электроэнергетика и электротехника»
Направленность (профиль) образовательной программы: «Электроэнергетические системы и сети»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой


 Н.В. Савина

« 09 » 06 2018г

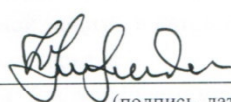
МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему: Модернизация системы электроснабжения золотодобывающего горно-рудного карьера в Алданском районе Якутии с применением инновационных технологий


Исполнитель
студент группы 6420м

 07.06.2018 А.В. Крыленко
(подпись, дата)

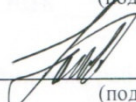
Руководитель
магистерской диссертации
кандидат тех. наук,
профессор, декан

 07.06.2018 Ю.В. Мясоедов
(подпись, дата)

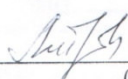
Руководитель
научного содержания
программы магистратуры

 08.06.2018 Н.В. Савина
(подпись, дата)

Нормоконтроль
доцент, кандидат тех. наук

 08.06.2018 А.Н. Козлов
(подпись, дата)

Рецензент

 08.06.2018 Д.Н. Любинова
(подпись, дата)

Благовещенск 2018 г.

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

Н.В. Савина

« 21 » 03 2018г

ЗАДАНИЕ

К магистерской диссертации студента Крыленко Алексея Викторовича
Тема магистерской диссертации Модернизация системы электроснабжения золото-
бывающего горно-рудного карьера в Алданском районе Якутии с применением инноваци-
онных технологий

(утверждено приказом от 27.10.2017 № 2650 уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____
3. Исходные данные к магистерской диссертации: однолинейные схемы существующей си-
стемы электроснабжения карьера и ПС «Рябиновая», результаты аудита ресурсов и запасов
золоторудного месторождения Рябиновое
4. Содержание магистерской диссертации (перечень подлежащих разработке вопросов): ха-
рактеристика объекта исследования; экономическое обоснование варианта реконструкции
сети 6 кВ электроснабжения карьера; расчет токов короткого замыкания в сети 6 кВ; выбор и
проверка оборудования 6 кВ, релейной защиты и автоматики; разработка вариантов рекон-
струкции сети 6 кВ электроснабжения карьера.
5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программ-
ных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): Однолинейная схема существующей се-
ти 6 кВ; Однолинейная схема реконструкции сети 6 кВ по варианту 1; Однолинейная схема
реконструкции сети 6 кВ по варианту 2; Однолинейная схема ПС «Рябиновая» 110/6 кв
6. Дата выдачи задания 01.03.2018

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Юрий Викторович
кандидат технических наук, доцент

(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 103 с, 22 рисунка, 43 таблицы, 77 формул, 29 источников.

РАСЧЁТНАЯ НАГРУЗКА, НАДЁЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, КОМПЛЕКТНАЯ ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, БАТАРЕИ КОНДЕНСАТОРОВ, ТРАНСФОРМАТОРЫ С ЛИТОЙ ИЗОЛЯЦИЕЙ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ПЕТЛЕВАЯ СХЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, ИСТОЧНИК ПИТАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ДИЗЕЛЬНАЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ.

Объект разработки – электрические сети напряжением 6 кВ золоторудного месторождения «Рябиновое» в республике САХА (Якутия). Предмет исследования – оценка эффективности и надежности распределительной сети золоторудного месторождения «Рябиновое». Так как в сети 6 кВ существующей системы электроснабжения рудника выполнены голыми проводами и масляными трансформаторами, обладающими низкими эксплуатационными характеристиками, то для качественного электроснабжения потребителей месторождения необходимо заменить оборудование на более современное.

Целью диссертации является проведение реконструкции сетей 6 кВ для улучшения качества электроснабжения и минимизации потерь в сетях. Характеристики сетей получены расчётным способом. Конфигурация сети выбрана на основе технико-экономического сравнения вариантов сети. Применён провод СИП-3 на железобетонных опорах. Определены уровни токов КЗ в сети 6 кВ при помощи приближенного приведения в именованных единицах. Выбраны уставки средств РЗ и А линий 6 кВ. Рассчитана надежность сети 6 кВ аналитическим методом.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	9
1 Характеристика объекта исследования	12
1.1 Климато-географическая характеристика района проектирования	12
1.2 Характеристика инфраструктуры	14
1.3 Характеристика ПС «Рябиновое»	15
1.4 Характеристика потребителей электрической энергии карьера «Рябиновский»	18
1.5 Анализ сетей электроснабжения 6 кВ карьера «Рябиновский»	19
1.6 Анализ трансформаторных подстанций 6/0,4 кВ карьера «Рябиновский»	21
1.7 Динамика электропотребления карьера	23
2 Разработка вариантов реконструкции сети 6 кВ электроснабжения карьера	26
2.1 Потери мощности в существующих трансформаторах ТП	26
2.2 Прогнозирование нагрузок ТП	28
2.3 Компенсация реактивной мощности ТП	29
2.4 Выбор мощности трансформаторов ТП с учётом роста нагрузки	32
2.5 Расчёт потерь активной мощности в существующей сети 6 кВ	37
2.6 Применение инновационного оборудования	41
2.7 Разработка вариантов реконструкции сетей 6 кВ и расчёт режимов	47
3 Экономическое обоснование варианта реконструкции сети 6 кВ электроснабжения карьера	50
3.1 Расчёт капиталовложения в сети 6 кВ	50
3.2 Расчет амортизационных отчислений	52
3.3 Расчет эксплуатационных затрат	53
3.4 Расчет затрат на компенсацию потерь	53
3.5 Суммарные издержки	54
3.6 Расчёт недоотпуска	54
3.7 Приведённые затраты	61

3.8 Чистый доход за расчётный период	62
3.9 Чистый дисконтированный доход	62
3.10 Дисконтированный срок окупаемости	63
3.11 Коэффициент рентабельности инвестиций	66
4 Выбор и проверка оборудования 6 кВ, релейной защиты и автоматики	68
4.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 6 кВ	68
4.2 Расчет мощности компенсирующих устройств для ПС «Рябиновая»	74
4.3 Выбор и проверка выключателей 6 кВ	75
4.4 Выбор и проверка трансформаторов тока 6 кВ	78
4.5 Проверка КРУ	81
4.6 Выбор и проверка трансформаторов напряжения 6 кВ	83
4.7 Выбор и проверка предохранителей для защиты ТН	84
4.8 Выбор и проверка изоляторов	85
4.9 Выбор и проверка токоведущих частей КРУ	86
4.10 Выбор и проверка оборудования 6 кВ ТП	88
4.10.1 Выбор и проверка предохранителей 6 кВ ТП	88
4.10.2 Выбор и проверка выключателей нагрузки 6 кВ ТП	89
4.11 Оценка целесообразности компенсации емкостных токов замыкания на землю	90
4.12 Разработка защиты ВЛЗ	91
4.13 Токовая отсечка без выдержки времени	92
4.14 Максимальная токовая защита линий	94
4.15 Защита от однофазных замыканий на землю	95
4.16 Устройства автоматического включения резерва	97
Заключение	99
Список использованных источников	100

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ПС – подстанция силовая;

ТП – трансформаторная подстанция;

КЗ – короткое замыкание;

ТКЗ – ток короткого замыкания;

СЭС – Система электроснабжения;

ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;

РЗ и А – релейная защита и автоматика;

ЛЭП – линия электропередач;

ВЛ – воздушная линия;

КЛ – кабельная линия;

МТЗ – максимальная токовая защита;

ТО – токовая отсечка;

ЭСО – электроснабжающая организация.

СПИСОК ОБОЗНАЧЕНИЙ

ΔP_X - потери холостого хода трансформатора

P_n, Q_n - активная и реактивная нагрузка трансформаторов

U_{BH} - номинальное напряжение стороны ВН ТП

R_T - активное сопротивление трансформатора

ΔP_K - потери короткого замыкания трансформатора

$S_{m\text{ ном}}$ - номинальная мощность трансформатора

$\kappa_u = 0,21$ - нормативный коэффициент

K - капиталовложения в один трансформатор

T_{II} - годовое число часов;

$c_{\text{э}}$ - стоимость потерь электроэнергии

$\kappa_{\text{ин}}$ - коэффициент изменения потерь в трансформаторе

I_X - ток холостого хода

U_K - напряжение короткого замыкания

P, Q – активный и реактивный поток мощности по участку сети

U_H - номинальное напряжение сети

N_u - число цепей ВЛ

L_1 – длина линии ВЛ

$U_{\text{ИП}}$ - напряжение на источнике питания

$r_{\text{уд}}, x_{\text{уд}}$ - активное и реактивное сопротивление провода

E_H - норматив дисконтирования

$K_{\text{ВЛ}}$ - стоимость ВЛ

C_0 удельная стоимость потерь электроэнергии

A - ежегодные отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание

$\Delta W_{\text{ВЛ}}$ - потери электроэнергии в ВЛ.

S_B - базисная мощность.

U_{BH} - базисное напряжение низшей ступени

B_{KP} - расчётное значение теплового импульса

C - температурный коэффициент

I_{no} - периодическая составляющая тока трёхфазного КЗ

$t_{отк}$ - время отключения выключателя

$t_{сел}$ - степень селективности

Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока

$Z_{2НОМ}$ – номинальная нагрузка вторичной обмотки трансформатора тока

$S_{ПРИБ}$ – мощность, потребляемая приборами

I_2 – вторичный номинальный ток прибора

$r_{КОНТ}$ - сопротивление контактов

β_n – номинальное значение относительного содержания апериодической

составляющей в отключаемом токе

$S_{НОМ\text{ втор}}$ – номинальная мощность вторичной обмотки

$S_{\text{втор ТН}}$ - нагрузка подключенная ко вторичной обмотке

a - ширина полосы шины

l - длина пролёта между осями опорных изоляторов

U - величина неограниченного перенапряжения

$U_{ост}$ - остающееся напряжение ОПН

z - волновое сопротивление провода

n - количество последовательных токовых импульсов

k_n – коэффициент надежности,

$I_{ЗНЗ}$ – суммарный емкостной ток сети

$I_{повр.л}$ – ток замыкания на землю линии

$I_{ТНП.повр.л}$ – ток, протекающий через трансформатор тока нулевой последовательности

K_T – коэффициент трансформации ТП со стороны НН к ВН

k_H – коэффициент надежности

$k_{с.з.}$ – коэффициент запуска двигателей
 $k_в$ – коэффициент возврата
 $I_{раб.}$ – максимальный рабочий ток защищаемой линии
 $k_{сх}$ - коэффициент схемы
 n_m - коэффициент трансформации трансформаторов тока.
 $\omega_{пр.наиб}$ - наибольшая частота преднамеренных отключений
 $q_{пр}$ - вероятность преднамеренного отключения
 $K_{прi}$ – коэффициент, учитывающий фактор уменьшения вероятности
 преднамеренного отключения одного элемента
 ΔP – потери мощности по результату расчёта режима
 T_{max} - время использования максимальных нагрузок
 $ЗП$ – среднемесячная заработная плата
 N – численность рабочих, обслуживающих сеть электроснабжения
 K_1 – коэффициент, учитывающий величину доплаты
 K_2 – районный коэффициент
 $T_э$ – тариф на транспорт электроэнергии
 W – полезно отпускаемая электроэнергия потребителю
 T_i – тариф для потребителя электроэнергии
 D_i – доля потребления электроэнергии за год
 T_{max} – число часов использования максимума нагрузки
 $O_{пр}$ – стоимостная оценка результатов деятельности объекта, реализованной продукции в год.
 I'_t – полные эксплуатационные расходы, которые определяются по выражению
 E – нормативный коэффициент сравнительной эффективности

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. Месторождение рудного золота Рябиновое расположено в Центрально-Алданском золотоносном районе, в 44 километрах северо-восточнее г. Алдана, и занимает бассейн ручья Рябиновый, являющегося правым притоком р. Якокут.

Геологоразведочные работы на месторождении начаты в 2007 году. В 2011 году в ФГУ «ГКЗ» проведена государственная экспертиза пересчёта запасов месторождения Рябиновое, выполненная на основе утверждённых в январе 2011 г ТЭО постоянных разведочных кондиций. Балансовые запасы категорий С1+С2 составили 9,95 млн.т товарной руды, 21 т золота и 42,6 т серебра.

В 2007-2011 гг. доразведаны и изучены руды месторождения, разработаны тех. регламент и ТЭО постоянных кондиций для подсчёта запасов. На основе имеющихся данных о запасах руды 15 июля 2017 ЗИФ на ГОК «Рябиновое» была запущена в эксплуатацию.

Для обеспечения надёжного и качественного электроснабжения потребителей месторождения необходима реконструкция системы электроснабжения 6 кВ, так как имеющегося в настоящее время в работе оборудование сетей выработало свой ресурс, кроме того, техническое состояние электрооборудования неудовлетворительное.

Для повышения надёжности электроснабжения потребителей месторождения «Рябиновое» требуется создать резервное питание распределительных сетей.

Актуальность темы состоит в необходимости повышения эффективности, надёжности и качества электроснабжения потребителей месторождения «Рябиновое».

Цель исследования– проведение реконструкции сетей 6 кВ для улучшения качества электроснабжения и минимизации потерь в сетях.

Объект исследования – электрические сети напряжением 6 кВ золото-

рудного месторождения «Рябиновое» в республике САХА (Якутия).

Предмет исследования– оценка эффективности и надежности распределительной сети золоторудного месторождения «Рябиновое».

Научная гипотеза. Повышение надёжности электроснабжения потребителей карьера может быть достигнуто реконструкцией подстанции «Рябиновая» и секционированием распределительных сетей 6 кВ карьера. Повышение качества электроснабжения может быть достигнуто применением провода СИП-3 и регулированием напряжения. Повышение эффективности распределительных сетей может быть достигнуто применением провода СИП-3, трансформаторов 6/0,4 кВ с литой изоляцией и компенсирующих устройств.

Научная новизна результатов, полученных в диссертационной работе, заключается в следующем:

- Рассчитаны нагрузки потребителей по данным контрольного замера для отображения реальной картины загруженности сетей 6 кВ;
- Экономически рационально выполнено построение схем сетей 6 кВ;
- Использованы новейшие разработки в области силовой аппаратуры (самонесущие изолированные провода, комплектные трансформаторные подстанции);
- Обеспечена надёжность схемы сетей 6 кВ;
- Выбраны уставки срабатывания релейной защиты;
- Выполнен расчёт режимов сетей 6 кВ;
- Определен экономический эффект от модернизации сетей с учётом срока отработки месторождения

Практическая значимость и реализация результатов исследования:

- Оптимальная по критерию приведенных затрат сеть 6 кВ месторождения «Рябиновое»;
- Проверенные аппараты и проводники сети 6 кВ по стойкости к токам КЗ;
- Проверенные по чувствительности и селективности средства РЗА;
- Надёжность системы электроснабжения 6 кВ в течении срока её экс-

плутации на высоком уровне

Основные положения, выносимые на защиту:

Существующие нагрузки сетей 6 кВ и перспективы разработки месторождения делают определенные ограничения на предлагаемые способы и объемы применения инновационного оборудования для проведения модернизации.

Предложены схемные и технические решения для повышения эффективности распределительной сети 6 кВ карьера.

Экономически обоснованы затраты на модернизацию сетей 6 кВ карьера в течении срока отработки месторождения.

Выбрано и проверено современное оборудования на ПС и ТП.

При выполнении работы использовалось программное обеспечение, а именно Microsoft Word, Microsoft Excel, Microsoft Visio, Mathcad, Math Type.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ

1.1 Климато-географическая характеристика района проектирования

Месторождение Рябиновое расположено в пределах одноименной лицензионной площади. В административном отношении оно находится на территории Алданского района Республика Саха (Якутия), в 44 км к востоку от районного центра Алдан, рисунок 1.1, [1].



Рисунок 1.1 – Географическое расположение месторождения «Рябиновое»

Район месторождения относится к области Алданского нагорья. Рельеф площади характеризуется резкой расчлененностью и относится к среднегорному типу. Абсолютные отметки площади месторождения колеблются от 700 до 1100 метров. Широко развиты гольцовые формы рельефа.

Растительность района горно-таежного типа. В долинах развита лиственная тайга с кустарниковым подлеском. Водоразделы в своем большинстве покрыты кедровым стлаником, наиболее высокие его участки и склоны гольцов вообще лишены растительности и покрыты элювиально-коллювиальными крупноглыбовыми осыпями.

Район месторождения расположен в пределах Алданского щита Восточ-

но-Сибирской древней платформы. Золоторудное месторождение Рябиновое приурочено к восточной части массива щелочных пород, и представлено двумя структурно-неоднородными участками – «Мусковитовым» и «Новым».

Рудная минерализация участка «Мусковитовый» приурочена к мусковитизированным кальсилитовым сиенитам и микроклин-серицитовым метасоматитам по ним, иногда брекчиями того же состава. В пределах участка выделяется 5 залежей (Северная, Центральная, Западная, Восточная и Южная).

Месторождение Рябиновое характеризуется вкрапленным, реже прожилкововкрапленным золотым оруденением с неравномерными, сравнительно невысокими содержаниями золота (от десятков долей г/т до десятков г/т, в среднем 2,21-4,15 г/т), частым чередованием оруденелых, слабо минерализованных и безрудных участков различной мощности, очень сложной конфигурации. Промышленное оруденение не имеет четких границ и трудно увязывается в конкретные рудные тела с определенной морфологией. Ввиду этого, рудные залежи оконтурены, в основном, по данным опробования.

Количество свободного золота в пробах колеблется от 9,4 до 18,6%. Основное количество (60,9% до 78,7%) золота находится в сростках с минералами. Руда содержит 9,1% до 26,1% золота, упорного к цианированию (в сульфидах, в кварце). Основными концентраторами золота являются пирит (содержание в руде от 5% до 10-20%), борнит и халькопирит, а также псевдоморфозы гидроксидов железа по сульфидам (в окисленных рудах).

Распространение многолетней мерзлоты имеет островной характер. Глубина ее распространения составляет первые сотни метров. Мощность деятельного слоя колеблется от 1,0 до 3,0, реже - до 4,0 м.

Гидросеть площадки месторождения представлена ручьем Рябиновый и речкой Курунг-Салаа с многочисленными мелкими притоками и принадлежит бассейну крупной водной артерии юга Республики Саха (Якутии) – реки Алдан. Площадь месторождения пересекается ручьями Мусковитовый и Сульфидный, притоками ручья Рябинового. Почвенно-растительный слой развит слабо и не повсеместно.

Сельскохозяйственные угодья в районе месторождения отсутствуют. Остальные характеристики климата сведены в таблицу 1.1, [2].

Таблица 1.1 – Климатические условия района

Климатические условия	Справочная величина
Высота снежного покрова, м	2
Общее годовое количество осадков, мм	470-750
Район по ветру	III
Район по гололеду	III
Толщина стенки гололеда, мм	20
Среднегодовая температура, С°	от -6 до 8
Низшая температура воздуха, С	-55
Высшая температура воздуха, С°	+35

1.2 Характеристика инфраструктуры

Через Алданский район проходит улучшенная грунтовая дорога 2 класса М-56 (Амуро-Якутская автомобильная дорога), связывающая город Алдан с г. Якутском, г. Нерюнгри и станцией Беркакит. Ведется строительство Амуро-Якутской железной дороги, которая проходит через г. Алдан и связывает Транссибирскую магистраль и Байкало-Амурскую магистраль с Якутией.

В районе имеется сравнительно развитая сеть грунтовых дорог, связывающая населенные пункты между собой. Карьер ранее разрабатываемого рудного тела №1 месторождения Рябиновое был некогда связан с г. Алдан улучшенной грунтовой дорогой, которая в настоящее время восстановлена для освоения и эксплуатации месторождения.

В районе имеется централизованное электроснабжение от сетей распределительной сетевой компании АО «ДРСК» филиал «Южно-Якутские электрические сети». Основными источниками энергии рассматриваемого энергорайона являются Чульманская и Нерюнгринская ГРЭС, от которых электроэнергия подается по ЛЭП-110 кВ и ЛЭП-220 кВ. Топливной базой района служат угольные месторождения Южно-Якутского каменноугольного бассейна.

1.3 Характеристика ПС «Рябиновое»

Питающая подстанция для месторождения «Рябиновое» - ПС 110/6 кВ «Рябиновое», введена в эксплуатацию в 2009 году. Балансовая принадлежность и эксплуатационная ответственность в отношении подстанции «Рябиновое» - потребитель в лице ООО «Рябиновое».

Для оценки уровня технической оснащённости подстанции используется таблица 1.2.

Таблица 1.2 – Оборудование ПС 110/6 кВ «Рябиновое»

Тип оборудования	Наименование	Год ввода в работу	Необходимость модернизации
РУВН-110 кВ	2 блок трансформатор-линия	2009	Строительство второго захода ВЛ-110 кВ для повышения надёжности электроснабжения
Выключатель элегазовый 110 кВ	ВГТ-110-40/2500ХЛ1	2009	нет
Разъединитель 110 кВ	РГП1(Б)-110/1000 УХЛ1 РГП2-110/1000 УХЛ1	2009	нет
Трансформатор тока 110 кВ с бумажно-масляной изоляцией	ТГМ-110 УХЛ1	2009	нет
Трансформатор напряжения 110 кВ с масляной изоляцией	НАМИ-110УХЛ1	2009	нет
Ограничитель перенапряжений 110 кВ	ОПН-П-110/88/10/550 УХЛ1 ОПНН-П-110/56 УХЛ1	2009	нет
Силовой трансформатор 110/6 кВ	ТМН-6300/110	2009	нет
Заземляющий нож в нейтрали ВН	ЗОН-110Б-1 УХЛ1	2009	нет
РУНН-6 кВ	Одна секционированная система шин	2009	нет
Предохранитель кварцевый 6 кВ	ПКН-001-6 УЗ ПКТ-101-6-16-40 УЗ	2009	нет
Трансформатор тока 6 кВ с литой изоляцией	ТОЛ-10-21 У2	2009	нет
Трансформатор напряжения 6 кВ с масляной изоляцией	НАМИТ-6-1 УХЛ2	2009	нет
Трансформатор собственных нужд масляный 6 кВ	ТМ-100/6/0,4 кВ	2009	нет
Ограничитель перенапряжений 6 кВ	ОПН-П-6/6,9 УХЛ2 ОПН-РС-6-7,6 УХЛ1	2009	нет

Выключатель вакуумный 6 кВ	ВВ/TEL-6-20/1000 У2 ВВ/TEL-6-20/630 У2	2009	нет
-------------------------------	---	------	-----

Подробная однолинейная схема ПС 110/6 кВ «Рябиновая» приведена на рисунке 1.2.

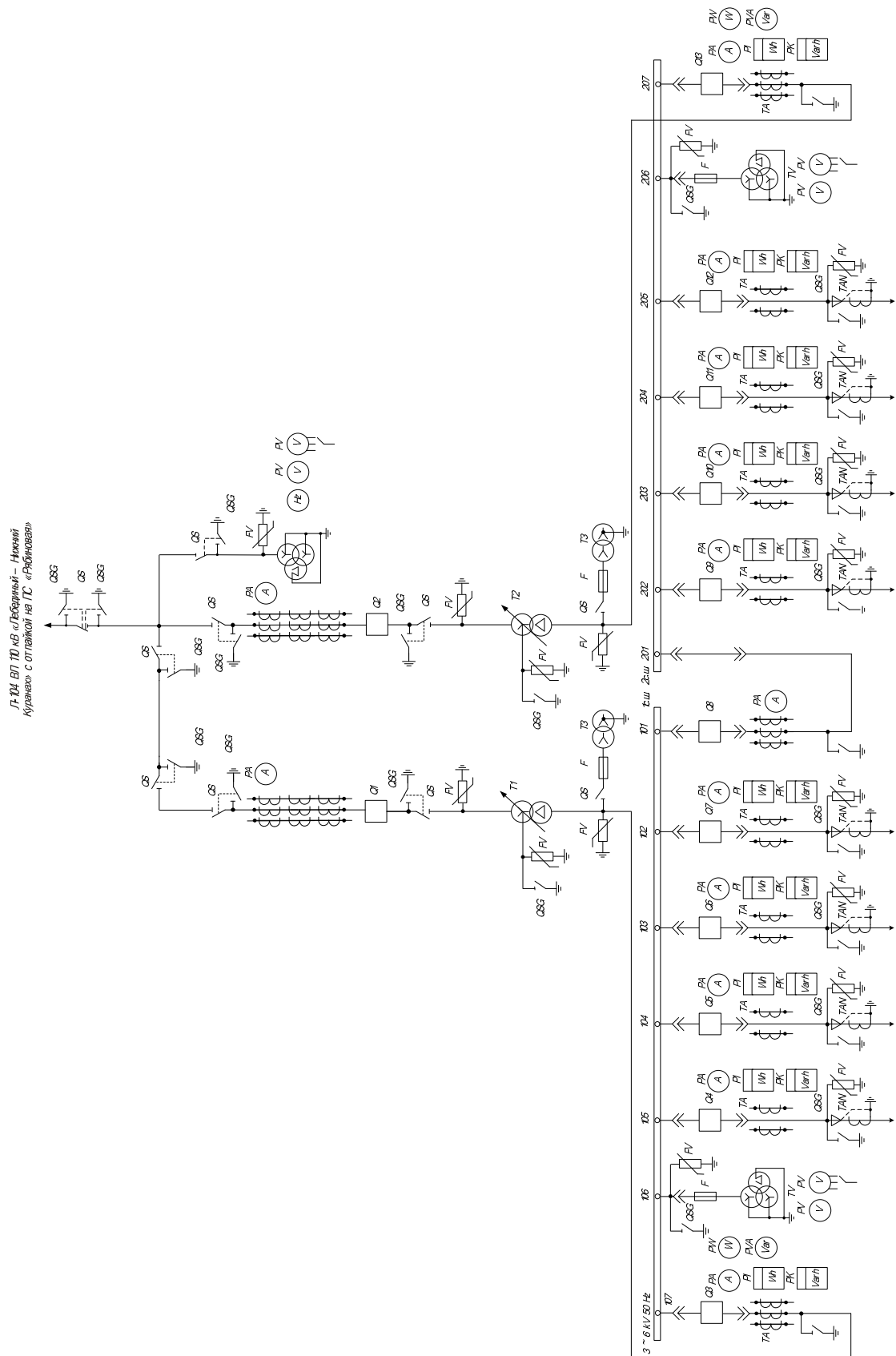


Рисунок 1.2 – Однолинейная схема ПС 110/6 кВ «Рябиновая»

Как следует из вышеприведенных данных, модернизация оборудования не требуется, ввиду незначительного износа основного оборудования подстанции. Модернизация схемы РУВН для повышения надёжности сопряжена с дополнительными затратами в части строительства захода ВЛ 110 кВ. При определении фактических цен электросетевого строительства необходимо опираться на коэффициенты перехода от базовых цен 2000 г. к ценам 2018 г. Рекомендуется принимать $K_{инф} = 4,43$ [15]. Капитальные вложения при сооружении линий состоят из затрат на изыскательские работы и подготовку трассы, затрат на приобретение опор, проводов, изоляторов и прочего оборудования, на их транспортировку, монтажные и другие работы и определяются по формуле, [4]:

$$K_{ВЛ} = K_{ВЛ0} \cdot l \cdot K_{нов} \cdot K_{инф}, \quad (1.1)$$

где $K_{ВЛ0}$ – удельная стоимость сооружения одного километра линии, 1,05 млн.руб/км;

l - протяженность ВЛ, 24,2 км;

$K_{нов}$ - повышающий коэффициент для Дальнего Востока, для ВЛ - 1,8, ПС - 1,7, [3].

Таким образом, затраты на сооружение заходов ВЛ в Южной Якутии на ПС «Рябиновое» с учетом коэффициента инфляции и районного коэффициента составили:

$$K_{ВЛ} = 1,05 \cdot 24,2 \cdot 1,8 \cdot 4,43 = 201,8 \text{ млн.руб.}$$

Суммарные капиталовложения на расширение подстанции «Рябиновое» с учетом прочих затрат вычисляются по следующей формуле:

$$K_{ПС} = (K_{РУ} + K_{пост}) \cdot K_{нов} \cdot K_{инф}, \quad (1.2)$$

где K_{PY} - капиталовложения в распределительные устройства, 1 элегазовый выключатель при цене 7,3 млн.руб;

$K_{пост}$ - постоянная часть затрат на расширение подстанции, принимается как 20% от затрат на эксплуатацию ОРУ по схеме «Мостик» - 9 млн.руб.

$$K_{nc}=(7,3+9\cdot 0,2)\cdot 1,7\cdot 4,43=68,5 \text{ млн.руб.}$$

Суммарная ожидаемая величина капиталовложений на расширение подстанции «Рябиновое»:

$$K=K_{nc}+ K_{ВЛ},$$

$$K=68,5+201,8=270,3 \text{ млн.руб.}$$

Данная предварительная величина затрат для повышения надёжности подстанции не является целесообразной, принимая во внимание срок отработки месторождения – 2032 год, [4]. Необходимо учитывать то условие, что обеспечить надёжность электроснабжение потребителей распределительных сетей 6-0,4 кВ дешевле путём применения дизельных электростанций для потребителей 1 и 2 категории по надёжности электроснабжения.

Величина затрат на модернизацию дизельных электростанций (ДЭС) при цене одной 3,9 млн.руб., [5] и количестве ДЭС 4 шт. с учётом условий эксплуатации:

$$K_{nc}=4\cdot 1,7\cdot 3,9=26,5 \text{ млн.руб.}$$

$$\Delta K=207,3-26,5=243,8 \text{ млн.руб.}$$

1.4 Характеристика потребителей электрической энергии карьера «Рябиновый»

Необходимо рассмотреть текущее состояние распределительной сети 6 кВ месторождения «Рябиновое» для того, чтобы правильно определить порядок и содержание работ по повышению эффективности функционирования сети.

По степени надежности электроснабжения электроприемники обогатительной фабрики относятся к I – 7,14%, к II-3,2%, к III – 89,66% [2].

К I категории по надежности электроснабжения относятся: аварийные вытяжные вентиляционные установки в помещениях с выделением сильнодействующих ядовитых веществ, системы защиты от замораживания в приточных вентиляционных установках, системы тушения пожара и системы оповещения о пожаре, дренажные системы в главном корпусе ОФ, электрооборудование котельной.

Остальные электроприемники относятся к II и III категориям по надежности электроснабжения. Точкой подключения резервного источника электроснабжения являются непосредственно электрощиты в объектах по I категории надежности электроснабжения.

Питающая подстанция «Рябиновая» в соответствии с однолинейной схемой на рисунке 1.2 может обеспечить электроснабжение только в соответствии с III категорией надежности электроснабжения. Для обеспечения электроприемников I и II категорий по надежности электроснабжения, предусмотрена установка на площадках № 3,4,7.8 ГОК «Рябиновый», модульных автоматизированных дизельных электростанций резервного электроснабжения ДЭС 1- 4, с запасом топлива на площадке №5 в складе ГСМ, для работы в послеаварийном режиме от резервного источника в течении не менее 15 суток.

1.5 Анализ сетей электроснабжения 6 кВ карьера «Рябиновый»

Схема электроснабжения Карьера «Рябиновый» от ПС110/6 кВ осуществляется по магистральной нерезервированной схеме. Структура схемы электроснабжения обусловлена незначительным количеством электроприемников.

Электроснабжение трансформаторных подстанций 6/0,4кВ и приводов двигателей 6кВ осуществляется воздушными линиями. Сеть 6 кВ карьера выполнена голым алюминиевым проводом АС сечением 70 мм².

Электроснабжение объектов с электроприемниками I категории выполняется дополнительным подключением к дизельным электростанциям резервного электроснабжения, на напряжении 0.4 кВ кабельными линиями, по радиальной

схеме.

Схема электроснабжения представлена на рисунке 1.3.

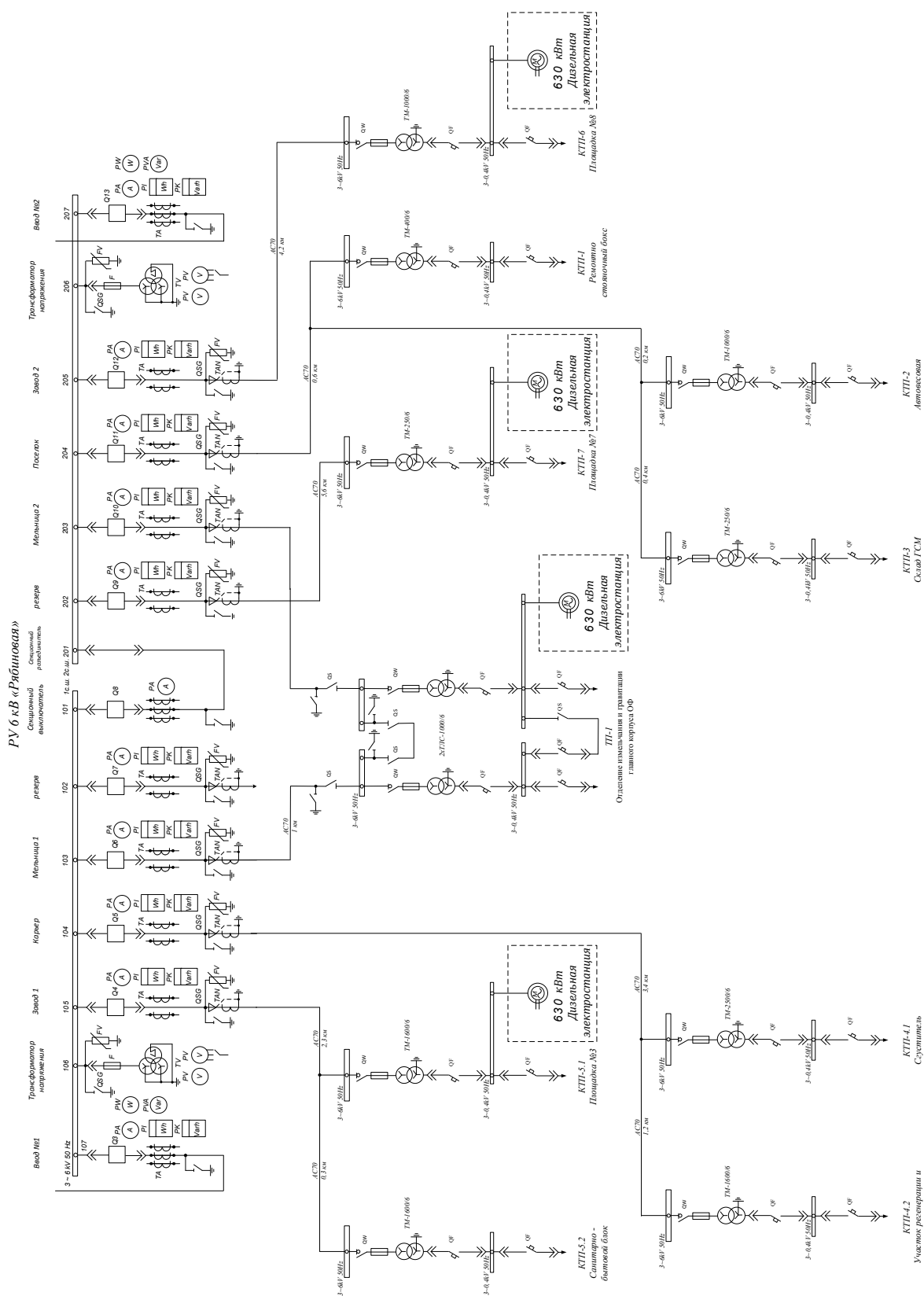


Рисунок 1.3 – Однолинейная схема 6 кВ существующих сетей электроснабжения карьера «Рябиновый»

Электроснабжение электроприемников 6 и 0,4 кВ отделения измельчения и гравитации главного корпуса ОФ и сгустителя, осуществляется от встроенной трансформаторной подстанции ТП-1 2x1000 кВА, с трансформаторами с сухой литой изоляцией. Питание высоковольтных электродвигателей предусмотрено непосредственно с РУНН РП-1, расположенного в главном корпусе ОФ. Для электроснабжения электроприемников отделения десорбции и регенерации угля главного корпуса предусмотрена комплектная трансформаторная подстанция КТП - 4.2.

Электроснабжение дробильного комплекса предусмотрено от собственной комплектной трансформаторной подстанции КТП-5.1 мощностью 1x1000 кВА.

Электроснабжение объектов площадок №1-8 карьера «Рябиновый» предусматривается от комплектных трансформаторных подстанций КТП-2, КТП-3, КТП-1, КТП-7, КТП-6, КТП5.2 и дизельных электростанций ДЭС 1-4.

Применение магистральной нервированной схемы не обеспечивает высокие показатели надежности в совокупности с голым проводом марки АС. Голые провода при падении на землю приводят к замыканиям на землю с последующим отключением линии защитой от замыканий на землю. Срок эксплуатации линий составляет 4 года, износ незначительный.

По конфигурации схема сети 6 кВ является магистральной разветвлённой, нерезервированной, максимальная длина ветвей составляет 4,6 км, согласно рисунку 1.4. Суммарная протяженность сетей 6 кВ в одноцепном исполнении составляет 20,2 км.

1.6 Анализ трансформаторных подстанций 6/0,4 кВ карьера «Рябиновый»

Фактическая загрузка трансформаторов ТП 6/0,4 кВ определяется по результату контрольного замера. Рассматриваются все ТП, питаемые от ПС «Рябиновая».

Результаты замера и загрузка трансформаторов ТП по итогу контрольного замера 2017 года приводится в таблице 1.3.

Таблица 1.3 - Загрузка ТП на декабрь 2017 года

Наименование ТП	Расчётная нагрузка ТП			$N_{тр}$	$S_{тр\ ном}$, кВА	$K_z\ факт$
	$P_{р\ 0,4\ кВ}$, кВт	$Q_{р\ 0,4\ кВ}$, кВар	$S_{р\ 0,4\ кВ}$, кВА			
ТП-1	1190,0	476,0	1281,7	2	1000	0,64
КТП-1	260,1	205,2	331,3	1	400	0,83
КТП-2	731,3	405,6	836,2	1	1000	0,84
КТП-3	128,7	106,9	167,3	1	250	0,67
КТП-4.1	1738,8	1246,1	2139,2	1	2500	0,86
КТП-4.2	1222,3	571,9	1349,5	1	1600	0,84
КТП-5.1	892,3	798,0	1197,1	1	1600	0,75
КТП-5.2	1008,1	444,4	1101,7	1	1600	0,69
КТП-6	749,0	289,7	803,1	1	1000	0,80
КТП-7	159,2	26,8	161,4	1	250	0,65

По данным таблицы 1.3 видно, что трансформаторы на КТП 1, 2, 4.1, 4.2 работают в режиме близком к полной загрузке. Масляные трансформаторы ТМ 6/0,4 кВ менее надёжны и обладают высокими потерями холостого хода и короткого замыкания. Информация по износу трансформаторов ТП приведена ниже в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Износ трансформаторов ТП

№ ТП	мощность тр-ра	год ввода в эксплуатацию	Примечание
ТП-1	1000	2014	замена по сроку службы не требуется
КТП-1	400	2016	замена по сроку службы не требуется
КТП-2	1000	2016	замена по сроку службы не требуется
КТП-3	250	2016	замена по сроку службы не требуется
КТП-4.1	2500	2016	замена по сроку службы не требуется
КТП-4.2	1600	2016	замена по сроку службы не требуется
КТП-5.1	1600	2016	замена по сроку службы не требуется
КТП-5.2	1600	2016	замена по сроку службы не требуется
КТП-6	1000	2016	замена по сроку службы не требуется

КТП-7	250	2014	замена по сроку службы не требуется
-------	-----	------	-------------------------------------

Нормативный срок службы трансформаторов 25 лет [3]. Из таблицы 1.4 следует, что все трансформаторы не выработали нормативный срок службы и не требуют замены.

1.7 Динамика электропотребления карьера

Холдинг «Селигдар» запустил золотоизвлекательную фабрику карьера «Рябиновый» в Алданском районе Якутии. В планах у предприятия с 2018 года довести добычу золота до 2 т в год и трудоустроить 500 человек. Строительство золотоизвлекательной фабрики началось в 2015 году с годовым объемом переработки до 1 млн т руды и получением до 1,7-2 т золота ежегодно, [6].

Электропотребление и средняя мощность за период с сентября 2017 года по апрель 2018 года приведены в таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Электропотребление и средняя мощность потребителей карьера

период	Электропотребление тыс квтч	Мощность, МВт
сентябрь	1800	2,50
октябрь	1800	2,42
ноябрь	1900	2,64
декабрь	3900	5,24
январь	3900	5,24
февраль	2900	4,32
март	3900	5,24
апрель	3900	5,42

На основе данных по электропотреблению делается вывод о динамике для получения темпа роста нагрузки. В феврале 2018 года имел место спад электропотребления по причине аварии на фабрике выщелачивания карьера, поэтому нельзя однозначно делать вывод о спаде электропотребления. Таким образом целесообразно рассматривать динамику потребления мощности на рисунке 1.4 на основе данных таблицы 1.5.

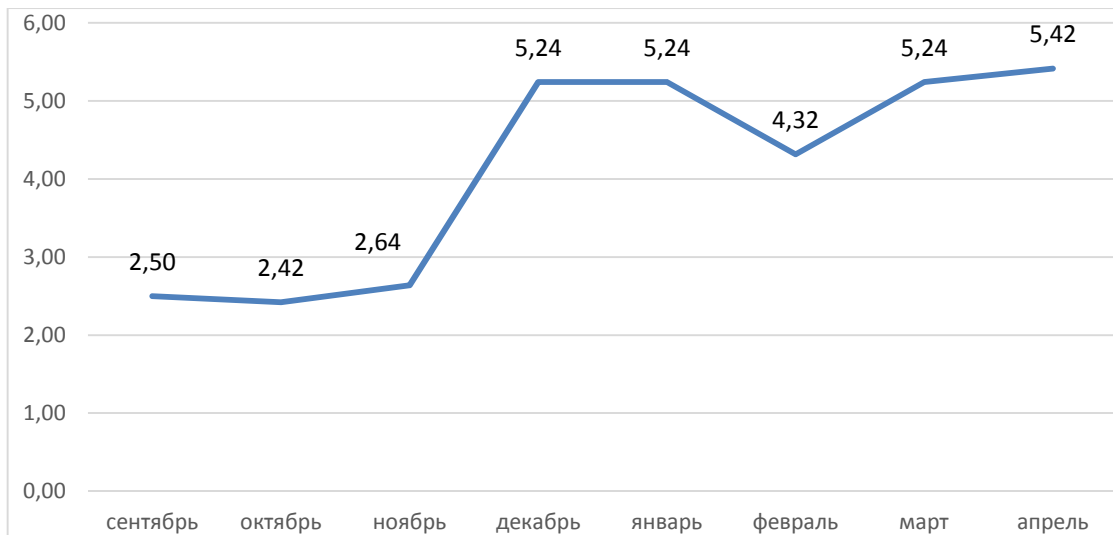


Рисунок 1.4 – Динамика потребления мощности карьера «Рябиновый»

Для определения величины прироста мощности используется период март-апрель 2018 года:

$$\Delta P = P_{\text{тек}} - P_{\text{пред}},$$

$$\Delta P = 5,42 - 5,24 = 0,17 \text{ МВт.}$$

В относительных единицах величина прироста составит:

$$\Delta P = 0,17 / 5,42 = 3\%.$$

Сеть 6 кВ содержит только технические потери, которые зависят от технического состояния сетей, загруженности трансформаторов ТП, точности учёта электроэнергии.

Для реконструкции сетей 6 кВ карьера «Рябиновый» сформулируем выводы по главе:

- использование ДЭС для обеспечения требуемой надёжности распределительных сетей месторождения «Рябиновое» целесообразно, так как затраты на строительство ВЛ-110 кВ и расширение РУВН ПС «Рябиновая» выше на 243,8 млн.руб. по сравнению с затратами на модернизацию ДЭС:

- в существующей сети голые провода А и АС заменяются на СИП-3 для обеспечения снижения потерь электроэнергии;

- в соответствии с нагрузкой трансформаторов ТП проводится замена масляных трансформаторов ТП на сухие с литой изоляцией

2 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ СЕТИ 6 кВ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ КАРЬЕРА

2.1 Потери мощности в существующих трансформаторах ТП

Для оценки базового уровня потерь активной мощности в трансформаторах ТП до реконструкции необходимо определить потери активной мощности в трансформаторах ТП с высшим напряжением 6 кВ по нагрузке контрольного замера, затем провести прогнозирование нагрузок и замену трансформаторов и определить потери мощности в трансформаторах ТП после реконструкции.

Потери мощности в существующих трансформаторах КТП-1 6/0,4 кВ, [7]:

$$\Delta P_T = \Delta P_X + \frac{K_{з\text{ факт}}^2 \cdot \Delta P_K}{N_{тр}}; \quad (2.1)$$

$$\Delta P_T = 1,08 + \frac{0,83^2 \cdot 5,9}{1} = 5,1 \text{ кВт},$$

где ΔP_X - потери холостого хода трансформатора, кВт, справочная величина [8];

ΔP_K - потери короткого замыкания трансформатора, кВт, справочная величина [8];

$K_{з\text{ факт}}$ - коэффициент загрузки трансформаторов ТП, по таблице 2.1;

$N_{тр}$ - количество трансформаторов ТП, по таблице 2.1.

$$\Delta Q_X = S_{т\text{ ном}} \cdot \frac{I_X}{100}, \quad (2.2)$$

$$\Delta Q_X = 400 \cdot \frac{3}{100} = 12 \text{ квар.}$$

где I_X - ток холостого хода, справочная величина [8].

$$\Delta Q_K = S_{т ном} \cdot \frac{U_K}{100}; \quad (2.3)$$

где U_K - напряжение короткого замыкания, справочная величина [8],

$S_{ном}$ – мощность трансформаторов ТП, по таблице 2.1.

$$\Delta Q_K = 400 \cdot \frac{4,5}{100} = 18 \text{ кВар};$$

$$\Delta Q_T = \Delta Q_X + \frac{K_{з факт}^2 \cdot \Delta Q_K}{N_{тр}}; \quad (2.4)$$

$$\Delta Q_T = 12 + \frac{0,83^2 \cdot 18}{1} = 24,3 \text{ кВт}.$$

Результаты расчёта по каждой ТП показаны в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Потери в трансформаторах ТП 6/0,4 кВ до замены

№ ТП	$P_{р 0,4}$ кВ, кВт	$Q_{р 0,4}$ кВ, кВар	$S_{р 0,4}$ кВ, кВА	$N_{тр}$	$S_{тр ном}$ кВА	$K_{з факт}$	ΔP_X кВт	ΔP_K кВт	U_K , %	I_X , %	ΔP_T кВт	ΔQ_T кВт
ТП-1	1190,0	476,0	1281,7	2	1000	0,64	2,45	12,20	5,50	2,80	7,4	67,3
КТП-1	260,1	205,2	331,3	1	400	0,83	1,08	5,90	4,50	3,00	5,1	24,3
КТП-2	731,3	405,6	836,2	1	1000	0,84	2,45	12,20	5,50	2,80	11,0	66,5
КТП-3	128,7	106,9	167,3	1	250	0,67	1,05	4,20	4,70	3,70	2,9	14,5
КТП-4.1	1738,8	1246,1	2139,2	1	2500	0,86	4,60	25,00	5,50	1,00	22,9	125,7
КТП-4.2	1222,3	571,9	1349,5	1	1600	0,84	3,30	18,00	5,50	2,60	16,1	104,2
КТП-5.1	892,3	798,0	1197,1	1	1600	0,75	3,30	18,00	5,50	2,60	13,4	90,9
КТП-5.2	1008,1	444,4	1101,7	1	1600	0,69	3,30	18,00	5,50	2,60	11,8	83,3
КТП-6	749,0	289,7	803,1	1	1000	0,80	2,45	12,20	5,50	2,80	10,3	63,5
КТП-7	159,2	26,8	161,4	1	250	0,65	1,05	4,20	4,70	3,70	2,8	14,1
всего											103,78	

2.2 Прогнозирование нагрузок ТП

В соответствии с рассчитанным темпом роста нагрузки карьера «Рябиновое» проводится расчёт прогнозной нагрузки на период отработки месторождения. Согласно [2], расчётный срок отработки составляет 2032 год по основной оценке. До 2042 года предполагается вспомогательная выработка остаточных пород месторождения. Поток инвестиций планируется до 2039 года включительно. Таким образом прогнозирование роста электрической нагрузки до 2032 года считается обоснованным, срок прогноза составляет 14 лет. Расчёт прогнозной величины нагрузки выполняется по формуле сложных процентов на примере КТП-1:

$$P_{\text{прог}} = P_{\text{баз}} \cdot (1 + \varepsilon/100)^{t_{\text{прог}} - t_{\text{баз}}},$$

$$P_{\text{прог}} = 260,1 \cdot (1 + 3/100)^{2034 - 2018} = 405,7 \text{ кВт},$$

где $P_{\text{баз}}$ – нагрузка базового периода, принимается 2018 год;

ε – темп прироста нагрузки, принимается по п.1.7 в размере 3%;

$t_{\text{прог}}$ – прогнозный год роста нагрузки, 2032;

$t_{\text{баз}}$ – базовый год роста нагрузки, 2018;

Результаты расчёта по каждой ТП показаны в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Прогнозная нагрузка ТП 6/0,4 кВ

№ ТП	P_p 0,4 кВ, кВт	$P_{\text{прог}}$ 0,4 кВ, кВт
ТП-1	1190,0	1856,0
КТП-1	260,1	405,7
КТП-2	731,3	1140,6
КТП-3	128,7	200,7
КТП-4.1	1738,8	2712,0
КТП-4.2	1222,3	1906,4
КТП-5.1	892,3	1391,7
КТП-5.2	1008,1	1572,3
КТП-6	749,0	1168,2

КТП-7	159,2	248,3
-------	-------	-------

2.3 Компенсация реактивной мощности ТП

Компенсация реактивной мощности (КРМ) при помощи автоматических батарей конденсаторов позволяет:

- исключить генерацию реактивной энергии в сеть в часы минимальной нагрузки;
- снизить расходы на ремонт и обновление парка электрооборудования;
- увеличить пропускную способность системы электроснабжения потребителя, что позволит подключить дополнительные нагрузки без увеличения стоимости сетей.

Автоматическая установка компенсации реактивной мощности АУКРМ (УКМ58) в процессе работы, под управлением специального микропроцессорного регулятора реактивной мощности улучшает cosφ электросети, путем отслеживания в реальном времени значений коэффициента мощности и коррекции его за счёт подключения или отключения необходимого числа батарей конденсаторов.

Регулируемая автоматическая конденсаторная установка компенсации реактивной мощности обеспечивает соблюдение требуемого коэффициента мощности с большой точностью и в широком диапазоне компенсируемой мощности, а так же:

- автоматически отслеживает изменение реактивной мощности нагрузки в компенсируемой сети и в соответствии с заданным значением cosφ;
- исключается генерация реактивной мощности в сеть;
- исключается появление в сети перенапряжения, т. к. нет перекомпенсации, возможной при использовании нерегулируемых конденсаторных установок;
- визуально отслеживаются все основные параметры компенсируемой сети;
- контролируется режим эксплуатации и работа всех элементов конденсаторной установки, при этом учитывается время работы и количество подклю-

чений каждой секции, что позволяет оптимизировать износостойкость контакторов и распределения нагрузки в сети;

- предусмотрена система аварийного отключения конденсаторной установки и предупреждения обслуживающего персонала;
- возможно автоматическое подключение принудительного обогрева или вентиляции конденсаторной установки.

При установке в КТП одного или двух трансформаторов требуемая мощность КУ напряжением до 1000 В определяется по следующей формуле [8]:

$$Q_{ку.мп} = Q_p - P_p \cdot tg \varphi_{n\delta}, \quad (2.5)$$

где $tg \varphi_{n\delta}$ – предельно допустимое значение коэффициента мощности, задаваемое энергосистемой; принимаем $tg \varphi_{n\delta} = 0,35$, [9].

Далее выбираются номинальная мощность и количество батарей конденсаторов, пересчитывается реактивная мощность передаваемая через трансформаторы КТП в сеть низкого напряжения по следующей формуле.

$$Q_{неск} = Q_p - Q_{ном} \cdot n_{ку}, \quad (2.6)$$

где $Q_{ном}$, $n_{ку}$ – номинальная реактивная мощность компенсирующих устройств и их количество.

Проведем расчет мощности и количества КУ на примере КТП-1, рассчитываем мощность КУ:

$$Q_{ку.мп} = 205,2 - 260,1 \cdot 0,35 = 114,2 \text{ кВАр},$$

Принимаем к установке КУ в виде батарей конденсаторов типа АУКРМ-0,4-125-25-УХЛ4 номинальной мощностью 125 кВАр в количестве 1 шт, [10].

Определяем мощность передаваемую в сеть низкого напряжения через трансформатор с учетом установки КУ (нескомпенсированную):

$$Q_{\text{неск}} = 205,2 - 125 \cdot 1 = 80,2 \text{ кВар.}$$

Аналогично проводится расчет КУ для остальных КТП результаты расчета приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Расчет параметров компенсирующих устройств КТП

Наименование	$P_{\text{прог } 0,4 \text{ кВ, кВт}}$	$\text{tg}\phi$	$Q_{\text{ку тр, кВар}}$	$Q_{\text{факт, кВар}}$	$\text{tg}\phi_{\text{факт}}$	$Q_{\text{неск, кВар}}$	Тип и количество КУ
ТП-1	1856,0	0,40	59,5	60	0,22	416,0	АУКРМ-0,4-60-15-УХЛ4
КТП-1	405,7	0,79	114,17	125	0,20	80,2	АУКРМ-0,4-125-25-УХЛ4
КТП-2	1140,6	0,55	149,65	150	0,22	255,6	АУКРМ-0,4-150-25-УХЛ4
КТП-3	200,7	0,83	61,855	75	0,16	31,9	АУКРМ-0,4-75-25-УХЛ4
КТП-4.1	2712,0	0,72	637,52	640	0,22	606,1	АУКРМ-0,4-600-50-УХЛ4 АУКРМ-0,4-40-5-УХЛ4
КТП-4.2	1906,4	0,47	144,1	150	0,22	421,9	АУКРМ-0,4-150-25-УХЛ4
КТП-5.1	1391,7	0,89	485,7	500	0,21	298,0	АУКРМ-0,4-500-50-УХЛ4
КТП-5.2	1572,3	0,44	91,565	100	0,22	344,4	АУКРМ-0,4-100-25-УХЛ4
КТП-6	1168,2	0,39	27,55	30	0,22	259,7	АУКРМ-0,4-30-5-УХЛ4
КТП-7	248,3	0,17	-28,92	0	0,11	26,8	-

На КТП №7 требуемая мощность КУ имеет отрицательное значение, следовательно, установка последних нецелесообразна.

Полученные данные используются для проверки мощности силовых трансформаторов КТП с учётом прогнозной нагрузки.

2.4 Выбор мощности трансформаторов ТП с учётом роста нагрузки

Расчетная полная мощность КТП-1 с учетом КУ, кВА:

$$S_p = \sqrt{(P_{\text{прог}}^2 + Q_{\text{неск}}^2)};$$

$$S_p = \sqrt{(405,7^2 + 80,2^2)} = 413,5.$$

Для примера проверим мощность трансформатора, устанавливаемого на КТП-1, определяем расчетную мощность по формуле:

$$K_{\text{зф}} = \frac{S_p}{S_{\text{номтр}} \cdot N} \leq K_{\text{з}}; \quad (2.7)$$

$$K_{\text{зф}} = \frac{413,5}{400 \cdot 1} = 1,03;$$

$K_{\text{з}} = 0,8 - 0,85$, условие не выполняется.

Полученный в ходе расчета коэффициент загрузки трансформатора больше номинального значения 0,85, следовательно, данный тип трансформатора необходимо заменить. Расчет мощности трансформаторов на остальных КТП приведен в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Проверка КТП

Наименование	$P_{\text{прог } 0,4 \text{ кВ}}, \text{ кВт}$	$Q_{\text{неск}}, \text{ кВар}$	$N_{\text{тр}}$	$S_{\text{тр ном}}, \text{ кВА}$	$K_{\text{з факт}}$
ТП-1	1856,0	416,0	2	1000	0,95
КТП-1	405,7	80,2	1	400	1,03
КТП-2	1140,6	255,6	1	1000	1,17
КТП-3	200,7	31,9	1	250	0,81
КТП-4.1	2712,0	606,1	1	2500	1,11
КТП-4.2	1906,4	421,9	1	1600	1,22
КТП-5.1	1391,7	298,0	1	1600	0,89
КТП-5.2	1572,3	344,4	1	1600	1,01
КТП-6	1168,2	259,7	1	1000	1,20
КТП-7	248,3	26,8	1	250	1,00

Из таблицы 2.4 видно, что существующие трансформаторы на всех ТП, кроме КТП-3, необходимо заменить на трансформаторы большей номинальной мощности, опираясь на фактический коэффициент загрузки трансформаторов

ТП. На примере расчёта КТП-1 выбирается ближайший больший номинал мощности трансформатора:

$$K_{зф} = \frac{413,5}{630 \cdot 1} = 0,66;$$

$K_3 = 0,8 - 0,85$, условие выполняется.

Расчет мощности трансформаторов на остальных КТП приведен в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Выбор трансформаторов КТП

Наименование	$P_{прог\ 0,4\ кВ, кВт}$	$Q_{неск, кВар}$	$N_{тр}$	$S_{тр\ ном, кВА}$	$K_3\ факт$
ТП-1	1856,0	416,0	2	1600	0,59
КТП-1	405,7	80,2	1	630	0,66
КТП-2	1140,6	255,6	1	1600	0,73
КТП-3	200,7	31,9	1	250	0,81
КТП-4.1	2712,0	606,1	1	3150	0,88
КТП-4.2	1906,4	421,9	1	2500	0,78
КТП-5.1	1391,7	298,0	1	2500	0,57
КТП-5.2	1572,3	344,4	1	2500	0,64
КТП-6	1168,2	259,7	1	1600	0,75
КТП-7	248,3	26,8	1	400	0,62

Для уменьшения потерь в сети 6 кВ и повышению надёжности эксплуатации используем сухие трансформаторы с литой изоляцией ТЛС взамен существующих масляных ТМ.

Современные сухие силовые трансформаторы надёжны и просты в эксплуатации, не нуждаются в дополнительных затратах на обслуживание, [11]. Их особенности применения в карьере «Рябиновое» состоят в следующем:

- снижение потерь мощности как прямого убытка при добыче руды;
- повышение надёжности за счёт исполнения литой изоляции;
- снижение издержек на эксплуатацию за счёт отсутствия масла, так как маслonaполненное оборудование необходимо проверять на качество масла;
- снижение воздействия на окружающую среду и обеспечение экологичности оборудования.

Трансформаторы серии ТЛС – сухие, мощностью от 25 до 2500 кВА, напряжением 6,10 и 20 кВ, разработаны специально для установки во встроенные подстанции. Характеризуются уменьшенными габаритами, пониженным уровнем шума и минимальными эксплуатационными затратами. Пожаробезопасны (в качестве диэлектрика используется огнестойкая, самогасящая смола), экологически чисты (не выделяют вредных веществ во время пожара, отсутствует проблема выброса масла), устойчивы к воздействию пыли, влаги и плесени, [12].

В работе используются разработки ПАО «Свердловский завод трансформаторов тока». Трансформаторы соответствуют ТУ16 - 2006 ОГГ.670 121.044 ТУ.

Потери мощности в трансформаторах КТП-1 после замены трансформаторов, [12]:

$$\Delta P_T = \Delta P_X + \frac{K_{з\text{ факт}}^2 \cdot \Delta P_K}{N_{mp}}; \quad (2.8)$$

$$\Delta P_T = 1,3 + \frac{0,66^2 \cdot 7}{1} = 4,3 \text{ кВт},$$

где ΔP_X - потери холостого хода трансформатора, кВт, [12];

ΔP_K - потери короткого замыкания трансформатора, кВт, [12];

$K_{з\text{ факт}}$ – коэффициент загрузки трансформаторов ТП, по таблице 3.5;

N_{mp} – количество трансформаторов ТП, по таблице 3.5.

$$\Delta Q_X = S_{т\text{ ном}} \cdot \frac{I_X}{100}, \quad (2.9)$$

$$\Delta Q_X = 630 \cdot \frac{0,5}{100} = 3,15 \text{ квар.}$$

где I_X - ток холостого хода, [12].

$$\Delta Q_K = S_{т ном} \cdot \frac{U_K}{100}; \quad (2.10)$$

где U_K - напряжение короткого замыкания, справочная величина [12],

$S_{ном}$ – мощность трансформаторов ТП, по таблице 3.5.

$$\begin{aligned} \Delta Q_K &= 630 \cdot \frac{6}{100} = 37,8 \text{ квар}; \\ \Delta Q_T &= \Delta Q_X + \frac{K_{з факт}^2 \cdot \Delta Q_K}{N_{тр}}; \\ \Delta Q_T &= 3,15 + \frac{0,66^2 \cdot 37,8}{1} = 19,4 \text{ кВт}. \end{aligned} \quad (2.11)$$

Результаты расчёта по каждой ТП после замены трансформаторов показаны в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Потери в трансформаторах ТП 6/0,4 кВ после замены

№ ТП	$P_{р 0,4 \text{ кВ}},$ кВт	$Q_{р 0,4}$ кВ, кВар	$S_{р 0,4 \text{ кВ}},$ кВА	$N_{тр}$	$S_{тр ном}$ кВА	$K_{з}$ факт	$\Delta P_X,$ кВт	$\Delta P_K,$ кВт	$U_K,$ %	$I_X,$ %	$\Delta P_T,$ кВт	$\Delta Q_T,$ кВт
ТП-1	1856,0	416,0	1902,1	2	1600	0,59	2,50	13,00	6,0	0,30	7,3	26,6
КТП-1	405,7	80,2	413,5	1	630	0,66	1,30	7,00	6,0	0,50	4,3	19,4
КТП-2	1140,6	255,6	1168,9	1	1600	0,73	2,50	13,00	6,0	0,30	9,4	56,0
КТП-3	200,7	31,9	203,2	1	250	0,81	0,70	3,50	6,0	0,60	3,0	11,4
КТП-4.1	2712,0	606,1	2778,9	1	3150	0,88	4,30	26,00	7,0	0,25	24,5	179,5
КТП-4.2	1906,4	421,9	1952,5	1	2500	0,78	3,50	21,00	6,0	0,30	16,3	99,0
КТП-5.1	1391,7	298,0	1423,3	1	2500	0,57	3,50	21,00	6,0	0,30	10,3	56,1
КТП-5.2	1572,3	344,4	1609,6	1	2500	0,64	3,50	21,00	6,0	0,30	12,2	69,7
КТП-6	1168,2	259,7	1196,7	1	1600	0,75	2,50	13,00	6,0	0,30	9,8	58,5
КТП-7	248,3	26,8	249,7	1	400	0,62	0,95	5,10	6,0	0,50	2,9	11,4
всего											100,13	

Эффект от замены масляных трансформаторов на сухие составит:

$$\Delta P = \Delta P_{т масл} - \Delta P_{т сух}; \quad (2.12)$$

$$\Delta P = 103,78 - 100,13 = 3,65 \text{ кВт.}$$

В год величина затрат на сокращении потерь при тарифе покупки потерь на оптовом рынке $T_{II} = 5,76$ руб/кВтч [13] в течении года $T_z = 8760$ ч:

$$Z = \Delta P \cdot T_{II} \cdot T_z; \quad (2.13)$$

$$Z = 3,65 \cdot 8760 \cdot 5,76 = 0,18 \text{ млн.руб.}$$

За период отработки месторождения 14 лет величина экономии составит $0,18 \cdot 14 = 2,6$ млн.руб.

Стоимость трансформаторов с учётом шкафа под конденсаторную батарею и защитного кожуха для трансформатора приведена в таблице 2.7, [14].

Таблица 2.7 – Стоимость трансформаторов ТЛС

№ ТП	$N_{тр}$	$S_{тр \text{ ном, кВА}}$	$K, \text{ тыс.руб.}$
ТП-1	2	1600	2400
КТП-1	1	630	715
КТП-2	1	1600	1200
КТП-3	1	250	460
КТП-4.1	1	3150	2000
КТП-4.2	1	2500	1615
КТП-5.1	1	2500	1615
КТП-5.2	1	2500	1615
КТП-6	1	1600	1200
КТП-7	1	400	505
всего			13325

Вывод: сопоставляя величину эффекта 2,6 млн.руб. и затраты на замену трансформаторов 13,325 млн.руб. видно, что за период отработки месторождения затраты не окупаются. Следует отметить, что почти полностью были заменены трансформаторы в сети 6 кВ на большие по мощности, поэтому сравнение ситуации по потерям мощности в трансформаторах ТП до замены и после замены трансформаторов не отражает эффект только от замены трансформаторов

на аналогичные по номинальной мощности. Необходимо воспользоваться динамическим методами расчёта окупаемости затрат с учётом вложений в реконструкцию ВЛ 6 кВ.

2.5 Расчёт потерь активной мощности в существующей сети 6 кВ

Исходя из полноты имеющейся информации о схеме питания месторождения «Рябиновое» выбираем следующие фидеры 6 кВ для анализа по однолинейной схеме сетей 6 кВ: 103,104,105,202,203,204,205.

Для расчёта потерь по сети 6 кВ используется граф сети с указанием марки и сечения кабелей и проводов, их длины (рисунок 2.1).

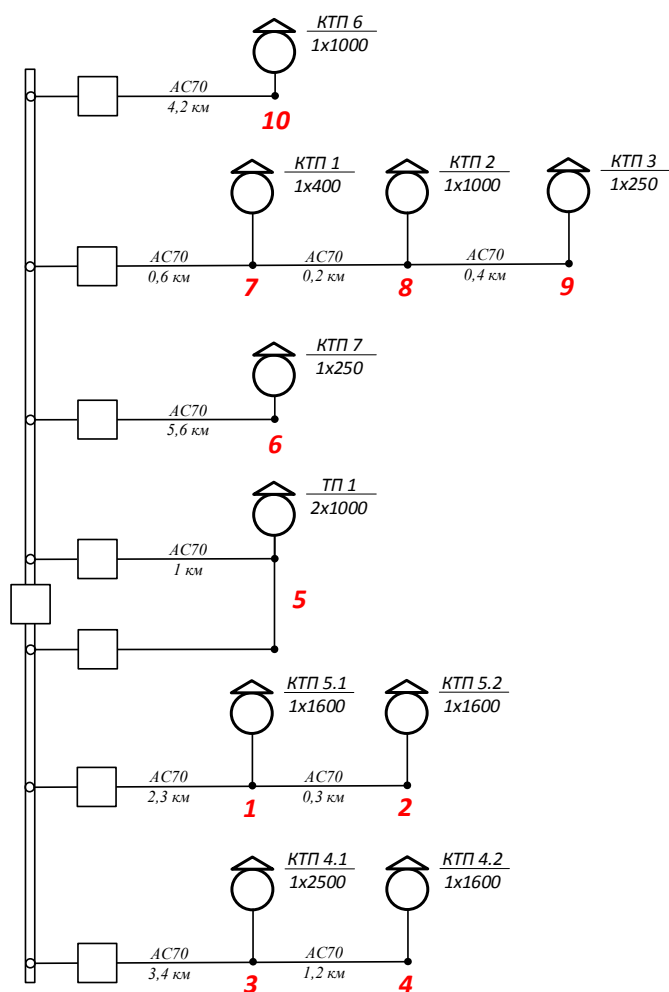


Рисунок 2.1 – Граф существующей сети 6 кВ

Потокораспределение по сети 6 кВ находится по данным начала без учёта роста нагрузок и мероприятий по повышению эффективности функционирования сети 6 кВ – компенсация реактивной мощности, замена трансформаторов на сухие, [18].

Потери мощности в линиях находятся как, кВт:

$$\Delta P_{ВЛ} = \frac{1}{N_u} \cdot \frac{(P^2 + Q^2) \cdot r_{уд} \cdot L}{1000 \cdot U_H^2}, \quad (2.14)$$

где P, Q – активный и реактивный поток мощности по участку сети, кВт, кВар;

U_H - номинальное напряжение сети, 6 кВ;

N_u - число цепей, ВЛ одноцепные, $N_u = 1$.

Потери мощности на участке 1-2 линии 6 кВ (до КТП-5.2):

$$\Delta P_{1-2} = \frac{1}{1} \cdot \frac{(1019,9^2 + 527,7^2) \cdot 0,429 \cdot 0,3}{1000 \cdot 6^2} = 4,715 \text{ кВт},$$

Поток мощности в начале участка 1-2 определяется как:

$$P_{1-2нач} = \Delta P_{1-2} + P_{14}, \quad (2.15)$$

$$P_{1-2нач} = 1019,9 + 4,715 = 1024,6 \text{ кВт},$$

Поток мощности в конце участка 0-1 определяется как:

$$P_{0-1кон} = P_{1-2нач} + P_{ТП5.1} \quad (2.16)$$

$$P_{0-1кон} = 1024,6 + 905,7 = 1930,3 \text{ кВт},$$

Потери мощности на участке 0-1 линии 6 кВ:

$$\Delta P_{0-1} = \frac{1}{1} \cdot \frac{(1930,3^2 + 1417,1^2) \cdot 0,429 \cdot 2,3}{1000 \cdot 6^2} = 157,17 \text{ кВт},$$

Поток мощности в начале участка 0-1 определяется как:

$$P_{0-1нач} = \Delta P_{0-1} + P_{0-1кон}$$

(2.17)

$$P_{0-1нач} = 1930,3 + 157,17 = 2087,5 \text{ кВт},$$

Далее потоки мощности определяются аналогично, используя первый закон Кирхгофа, [18].

Потеря напряжения на каждом участке определяется по формуле, [18], кВ:

$$\Delta U_{III5.1} = \frac{P_{0-1} \cdot r_{уд} \cdot L_{0-1} + Q_{0-1} \cdot x_{уд} \cdot L_{0-1}}{U_{III}}$$

(2.18)

где L_{0-1} – длина линии ВЛ на участке 0-1 графа сети, км;

P_{0-1} , Q_{0-1} – активный и реактивный поток мощности в начале участка 0-1 графа сети, находится в результате расчёта потокораспределения, кВт, кВар;

U_{III} – напряжение на источнике питания по результатам контрольного замера или на предыдущем узле по направлению потока;

$r_{уд}$, $x_{уд}$ – активное и реактивное сопротивление провода, Ом.

$$\Delta U_{III5.1} = \frac{2087,5 \cdot 0,429 \cdot 2,3 + 1432,8 \cdot 0,376 \cdot 2,3}{6} = 0,55 \text{ кВ}.$$

Расчётный ток головного участка находится по формуле:

$$I_{p0-1} = \frac{\sqrt{P_{0-1}^2 + Q_{0-1}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H},$$

(2.19)

$$I_{p0-1} = \frac{\sqrt{2087,5^2 + 1432,8^2}}{\sqrt{3} \cdot 6} = 243,9,$$

Аналогично расчёт проводится для остальных участков. Подробно расчёт представлен в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Потери в существующей сети 6 кВ электроснабжения месторождения «Рябиновый»

участок	$P_{нач},$ кВт	$Q_{нач},$ кВар	$\Delta P,$ кВт	$\Delta Q,$ кВар	$P_{кон},$ кВт	$Q_{кон},$ кВар	$L,$ км	$R_{уч},$ Ом/км	$\Delta U,$ кВ	$\Delta U, \%$	$U_{узл},$ кВ
3--4	1266,9	678,9	28,468	2,847	1238,4	676,1	1,2	0,429	0,16	23,4%	4,82
0--3	3570,6	2104,9	542,022	54,202	3028,6	2050,7	3,4	0,429	1,32	20,9%	4,98
1--2	1024,6	528,2	4,715	0,471	1019,9	527,7	0,3	0,429	0,03	9,23%	5,72
0--1	2087,5	1432,8	157,165	15,716	1930,3	1417,1	2,3	0,429	0,55	8,73%	5,75
0--5	1218,0	545,4	20,603	2,060	1197,4	543,3	1	0,429	0,12	1,92%	6,18
0--6	163,9	41,1	1,863	0,186	162,0	40,9	5,6	0,429	0,08	1,27%	6,22
0--10	794,4	356,7	35,100	3,510	759,3	353,2	4,2	0,429	0,33	5,28%	5,97
8--9	131,8	121,4	0,153	0,015	131,6	121,4	0,4	0,429	0,01	1,70%	6,19
7--8	876,7	593,8	2,660	0,266	874,1	593,5	0,2	0,429	0,02	1,60%	6,20
0--7	1156,1	824,7	14,170	1,417	1142,0	823,3	0,6	0,429	0,08	1,28%	6,22
всего			806,919								

По итогу расчёта видно, что отклонение напряжения на участке 0-3 и 3-4 значительно больше допустимой величины 10% по ГОСТ 32144-2013 [16], что объясняется загруженностью сети. Допустимый ток провода АС-70 на участке 0-3 – 265 А, расчётное значение 399 А, провод необходимо заменить. Для остальных участков существующей сети 6 кВ ток головных участков показан в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Ток головных участков в существующей сети 6 кВ

участок	$P_{нач},$ кВт	$Q_{нач},$ кВар	I_p, A	$I_{доп}, A$	Марка и сечение провода	примечание
0--3	3570,6	2104,9	399,3	265	АС-70	Требуется замена

0--1	2087,5	1432,8	243,9	265	АС-70	Не требуется замена
0--5	1218,0	545,4	128,6	265	АС-70	Не требуется замена
0--6	163,9	41,1	16,3	265	АС-70	Не требуется замена
0--10	794,4	356,7	83,9	265	АС-70	Не требуется замена
0--7	1156,1	824,7	136,8	265	АС-70	Не требуется замена

2.6 Применение инновационного оборудования

Реклоузер Rec15_L5 является инновационным продуктом отечественной разработки и производства. Реклоузер разработан и производится отечественной компанией «Таврида Электрик». В основе продукта — результаты многолетних исследований, которые ведутся компанией, опыт разработки, производства и эксплуатации коммутационных аппаратов, устройств защиты и автоматики по всему миру, [17].

Реклоузеры применяются в качестве автоматического пункта секционирования, пунктов местного резервирования в сети с несколькими источниками питания в проектах повышения надежности электроснабжения потребителей. Могут применяться на линиях с одним и двумя источниками питания, рисунок 2.2.

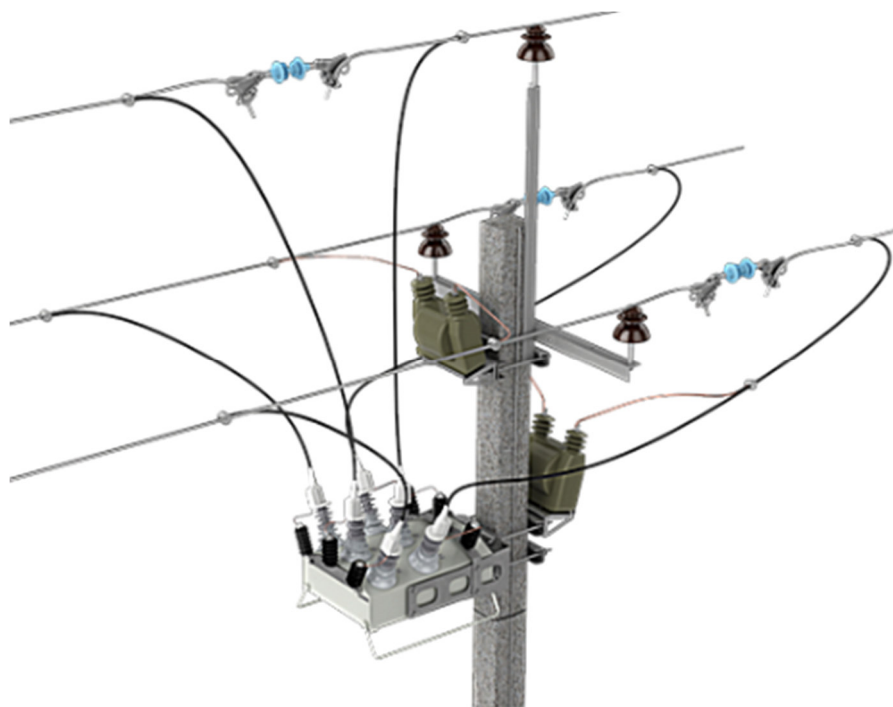


Рисунок 2.2 – Общий вид реклоузера Rec15_L5

Коммутационный модуль состоит из вакуумного выключателя, размещенного в корпусе из коррозионно стойкого алюминиевого сплава, в высоковольтные вводы которого встроены датчики тока и напряжения. Высоковольтные вводы имеют изоляцию из силиконовой резины. Корпус покрыт слоем порошковой краски, рисунок 2.3.

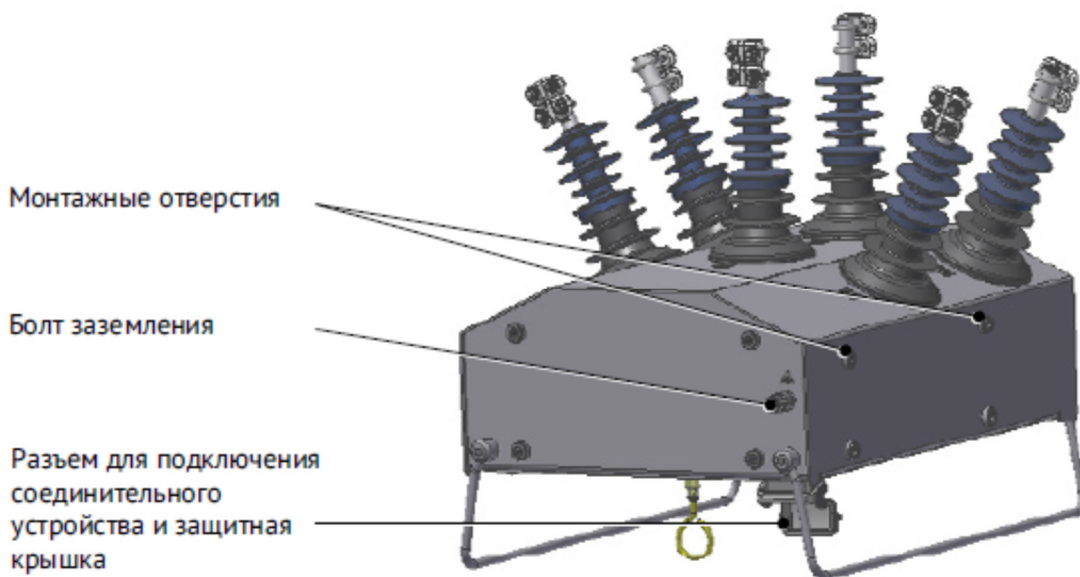


Рисунок 2.3 – Коммутационный модуль

На боковых и торцевых сторонах корпуса располагаются монтажные отверстия, болт заземления, разъем для подключения соединительного устройства.

Шкаф управления выполнен в металлическом корпусе, покрытом слоем порошковой краски. Шкаф имеет две двери: внешнюю и внутреннюю. На внешней двери расположен рычаг для ее открытия/закрытия. В закрытом состоянии обеспечивается установка навесного замка. В открытом состоянии внешняя дверь имеет фиксатор, который препятствует ее закрытию. На внешней стороне внутренней двери расположена панель управления. При открытии появляется доступ к внутренним элементам шкафа управления. Чтобы открыть внутреннюю дверь, надо отвернуть два невыпадающих винта.

Оперативное отключение реклоузера можно выполнить различными способами в зависимости от режима его работы:

- местный - из шкафа управления, стоя в непосредственной близости от реклоузера;

- удаленно, командой диспетчера - режим телеуправления.

Встроенная система измерения коммутационного модуля непрерывно контролирует параметры сети. Измеренные значения параметров по соединительному устройству передаются в шкаф управления. В случае обнаружения аварии шкаф управления подает команду на отключение коммутационного модуля. Время подачи команды на отключение определяется уставками защиты по току (ИС.3) и по времени, а также параметрами аварии.

Механическое отключение выполняется оперативной штангой. Чтобы произвести механическое отключение коммутационного модуля, кольцо ручного отключения необходимо потянуть вниз до упора. Для того чтобы разрешить включение коммутационного модуля, кольцо ручного отключения необходимо перевести вверх.

Если в уставках введено АПВ, то автоматическое повторное включение коммутационного модуля, отключенного от защит, произойдет через заданную выдержку времени согласно уставкам АПВ.

Если в проекте задействован АВР, то автоматическое включение коммутационного модуля, находящегося в «горячем» резерве, произойдет через заданную выдержку времени согласно уставкам АВР, рисунок 2.4.

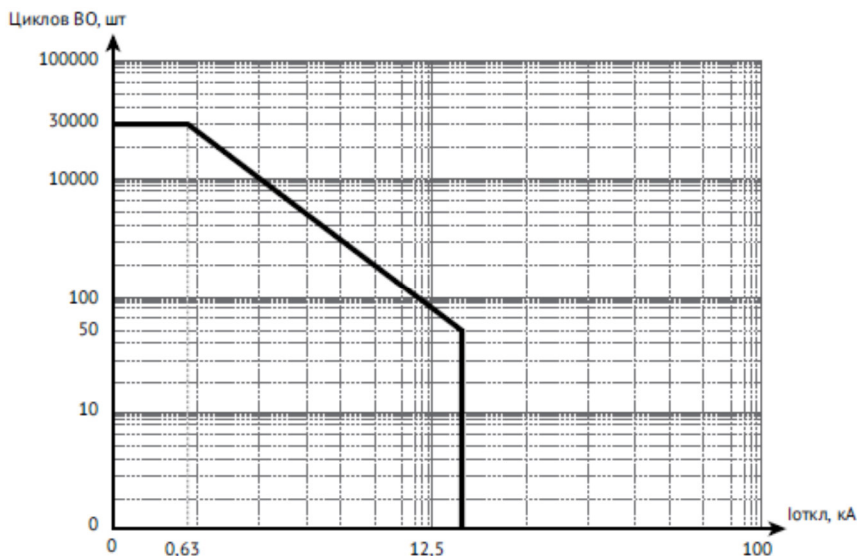


Рисунок 2.4 – Диаграмма коммутационного ресурса Rec15

Коммутационный модуль совместно с шкафом управления может измерять значения следующих величин:

- фазные токи;
- фазные и линейные напряжения;
- активную, реактивную и полную мощности;
- активную, реактивную и полную энергии;
- фазный и полный коэффициенты мощности;
- напряжения и токи симметричных составляющих;
- частоту.

При помощи сервисного программного обеспечения TELARM Basic непосредственно рядом с реклоузером в режиме местного управления возможно осуществлять следующие функции:

- управления;
- изменения настроек;
- просмотра журналов и данных измерений, сигнализации.

В качестве канала передачи данных TELARM Basic используются:

- Bluetooth-соединение;
- USB-соединение;
- RS232 (проводное соединение).

2.7 Разработка вариантов реконструкции сетей 6 кВ и расчёт режимов

Приведенные выше расчёты показали неспособность существующих сетей 6 кВ обеспечить качественное электроснабжение потребителей карьера «Рябиновый». На период отработки карьера возможность сокращения количества ТП не рассматривается ввиду увеличения номинальной мощности трансформаторов ТП под прогнозируемую нагрузку.

В данном разделе проводится расчёт для наглядного определения экономического эффекта от замены проводов ВЛ 6 кВ на провод СИП-3.

В работе используется разработка АО «ГК «Таврида Электрик» реклоузер Rec15_L5, [17].

При помощи установки реклоузера в сети 6 кВ электроснабжения карьера «Рябиновый» решается вопрос увеличения надежности энергоснабжения потребителей, подключенных к кольцевым фидерам каждого из предложенных вариантов. Для этого реклоузер установлен на магистрали за отпайкой на КТП 2 и КТП-3 в 1 варианте и на КТП-3 и КТП-7 во 2 варианте. В данном случае реклоузер выступает в роли пункта секционирования линии с двухсторонним питанием.

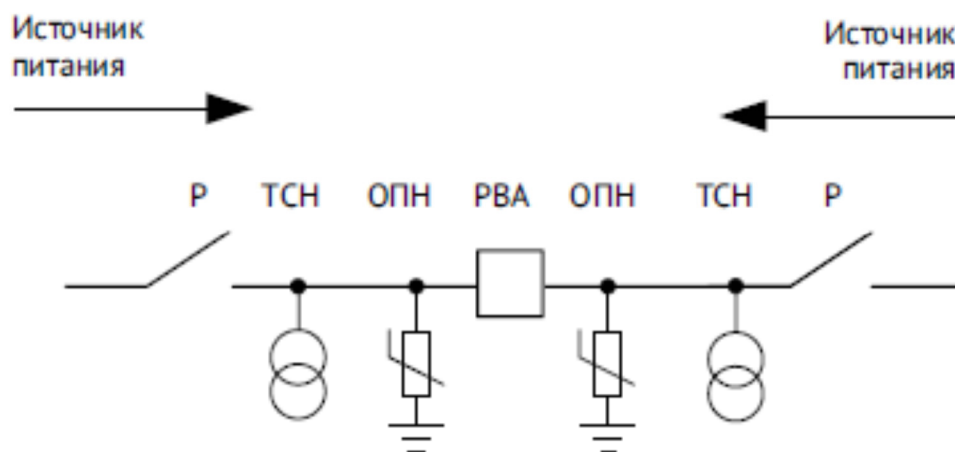


Рисунок 2.5 – Однолинейная схема подключения реклоузера Rec15_L5

Основным критерием выбора места установки оборудования являлось доступность и возможность организации необходимого мониторинга за его работой в разных режимах с минимизацией возможных рисков.

Для участка 0-3 выбираем СИП-3 – 3*240 с допустимым током 515 А с поправкой на условия эксплуатации по среднегодовой температуре $-5,5^{\circ}\text{C}$, [18]:

$$I_{\text{доп темп}} = I_{\text{доп темп}} \cdot K_{\text{темп}},$$

$$I_{\text{доп темп}} = 515 \cdot 1,21 = 623,2 \text{ А},$$

$$I_{\text{макс ав}} \leq I_{\text{доп темп}},$$

$$516,1 \text{ А} \leq 623,2 \text{ А}, \text{ сечение подходит.}$$

Выбор сечения 240 мм² обусловлен необходимостью проверки по термической стойкости к токам короткого замыкания в дальнейшем. Для остальных участков сети 6 кВ по варианту 1 и 2 ток головных участков показан в таблице

2.10 с учётом возможных послеаварийных режимов в петлевой схеме сети 6 кВ – при обрыве наиболее загруженного головного участка сети 6 кВ и включении реклоузера, оставшиеся без питания ТП подключаются от другой секции шин ПС «Рябиновая». Таким образом, работа предлагаемой петлевой схемы сети с реклоузерами надёжнее, чем существующая нерезервированная схема. Эффект от повышения надёжности будет дополнительно учтён при расчёте окупаемости затрат.

Таблица 2.10 – Ток головных участков в сети 6 кВ по варианту 1 и 2

участок	$P_{нач}, кВт$	$Q_{нач}, кВар$	$I_p, А$	$I_{доп}, А$	$I_{доп темп}, А$	Марка и сечение провода
<i>Вариант 1 нормальный режим</i>						
0-3	203,9	43,3	20,1	515	623,2	СИПЗ-240
0--1	4954,1	1336,0	494,3	515	623,2	СИПЗ-240
0--10	1276,6	328,1	127,0	240	290,4	СИПЗ-70
0--9	1947,1	450,9	192,5	195	236	СИПЗ-50
0--4	3065,4	776,1	304,6	515	623,2	СИПЗ-240
0--6	1883,9	456,7	186,8	515	623,2	СИПЗ-240
<i>Вариант 1 послеаварийный режим</i>						
0--3	5176,2	1381,1	516,1	515	623,2	СИПЗ-240
0--6	5216,6	1259,5	517,0	515	623,2	СИПЗ-240
<i>Вариант 2 нормальный режим</i>						
0--3	252,5	38,3	24,6	515	623,2	СИПЗ-240
0--1	4954,1	1336,0	494,3	515	623,2	СИПЗ-240
0--4	3119,8	781,5	309,8	436	527,6	СИПЗ-185
0--6	1777,9	456,0	176,8	436	527,6	СИПЗ-185
0--10	1276,6	328,1	127	240	290,4	СИПЗ-70
0--9	1947,1	450,9	192,5	195	236	СИПЗ-50
<i>Вариант 2 послеаварийный режим</i>						
0--3	5298,4	1383,4	527,6	515	623,2	СИПЗ-240
0--6	5044,1	1252,2	500,7	436	527,6	СИПЗ-185

Составляются графы сети 6 кВ и однолинейные схемы (представлены на листе графической части 2 и 3) каждого из предлагаемых вариантов.

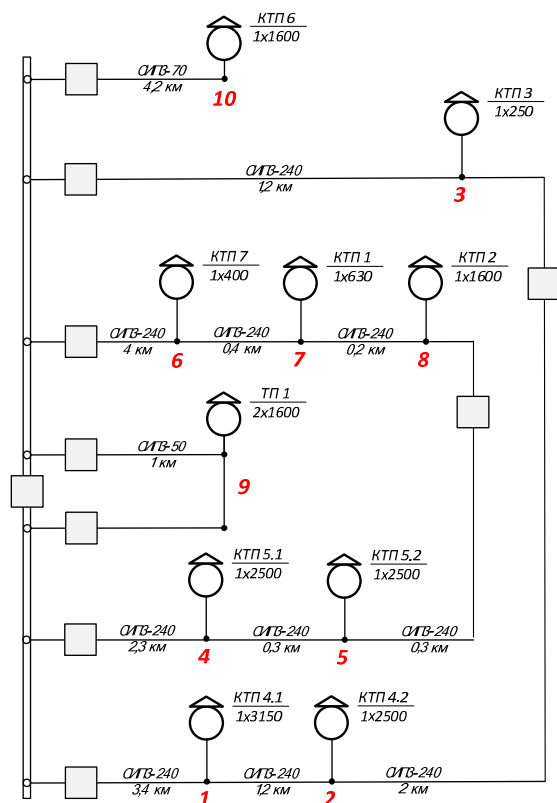


Рисунок 2.6 – Граф сети 6 кВ по варианту 1

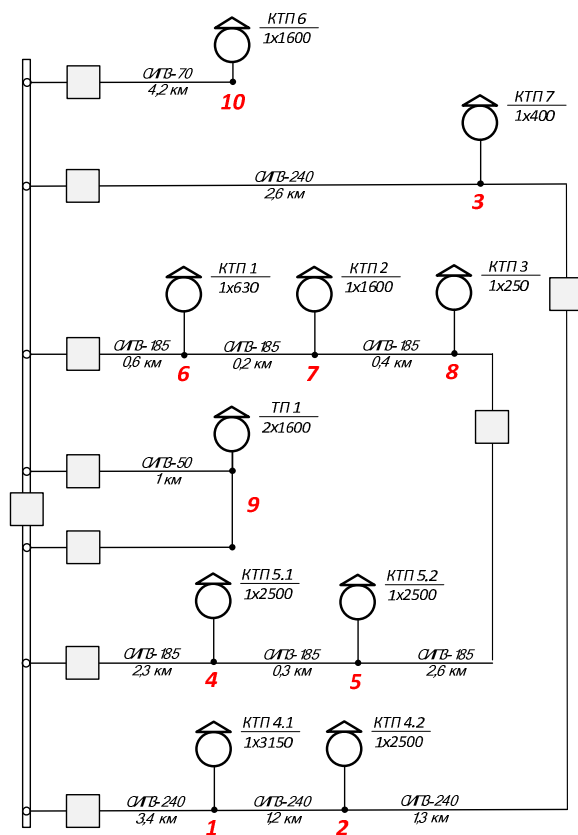


Рисунок 2.7 – Граф сети 6 кВ по варианту 2

Расчёт участка сети 0-1-2 по варианту 1 находится аналогично п 4.1:

$$\Delta P_{1-2} = \frac{1}{1} \cdot \frac{(1922,7^2 + 520,9^2) \cdot 0,125 \cdot 1,2}{1000 \cdot 6^2} = 16,5 \text{ кВт},$$

$$P_{1-2нач} = 1922,7 + 16,5 = 1939,2 \text{ кВт},$$

$$P_{0-1кон} = 1939,2 + 2736,5 = 4675,8 \text{ кВт},$$

$$\Delta P_{0-1} = \frac{1}{1} \cdot \frac{(4675,8^2 + 1308,1^2) \cdot 0,125 \cdot 3,4}{1000 \cdot 6^2} = 278,3 \text{ кВт},$$

$$P_{0-1нач} = 4675,8 + 278,3 = 4954,1 \text{ кВт},$$

$$\Delta U_{III.1} = \frac{4954,1 \cdot 0,125 \cdot 3,4 + 1336 \cdot 0,1 \cdot 3,4}{6} = 0,43 \text{ кВ}.$$

$$I_{p0-1} = \frac{\sqrt{4954,1^2 + 1336^2}}{\sqrt{3} \cdot 6} = 494,3,$$

Подробно расчёт потерь активной мощности по варианту 1 и 2 реконструкции сетей 6 кВ карьера представлен в таблице 2.11-2.12.

Таблица 2.11 – Потери в сети 6 кВ месторождения «Рябиновый» по варианту 1

участок	$P_{нач},$ кВт	$Q_{нач},$ кВар	$\Delta P,$ кВт	$\Delta Q,$ кВар	$P_{кон},$ кВт	$Q_{кон},$ кВар	$L,$ км	$R_{уч},$ Ом/км	$\Delta U,$ кВ	$\Delta U,$ %	$U_{узл},$ кВ
0--3	203,9	43,3	0,2	0,0	203,7	43,3	1,2	0,125	0,01	0,09%	6,29
1--2	1939,2	522,5	16,5	1,7	1922,7	520,9	1,2	0,125	0,06	7,71%	5,81
0--1	4954,1	1336,0	278,3	27,8	4675,8	1308,1	3,4	0,125	0,43	6,77%	5,87
1--2	2770,3	789,0	33,8	3,4	2736,5	785,6	1,2	0,125	0,09	7,76%	5,81
3--2	4857,9	1326,3	164,9	16,5	4693,0	1309,9	2	0,125	0,25	6,41%	5,90
0--3	5176,2	1381,1	114,6	11,5	5061,6	1369,7	1,2	0,125	0,16	2,49%	6,14
4--5	1587,3	414,4	2,8	0,3	1584,5	414,1	0,3	0,125	0,01	2,99%	6,11
0--4	3065,4	776,1	76,1	7,6	2989,3	768,5	2,3	0,125	0,18	2,80%	6,12
7--8	1151,0	311,7	1,0	0,1	1150,0	311,6	0,2	0,125	0,01	4,51%	6,02
6--7	1564,6	411,7	3,6	0,4	1561,0	411,4	0,4	0,125	0,02	4,42%	6,02
0--6	1883,9	456,7	68,1	6,8	1815,9	449,9	5,6	0,125	0,26	4,17%	6,04
4--5	1404,2	354,3	2,2	0,2	1402,0	354,1	0,3	0,125	0,01	10%	5,66
8--5	3005,2	770,1	16,5	1,7	2988,7	768,4	0,5	0,125	0,04	10%	5,67
7--8	4174,5	1083,6	19,2	1,9	4155,3	1081,7	0,3	0,125	0,03	9,47%	5,70
6--7	4615,6	1186,4	31,1	3,1	4584,5	1183,3	0,4	0,125	0,05	9,0%	5,73
0--6	5216,6	1259,5	349,8	35,0	4866,8	1224,5	4	0,125	0,52	8,23%	5,78
0--10	1276,6	328,1	98,7	9,9	1178,0	318,2	4,2	0,568	0,53	8,42%	5,77
0--9	1947,1	450,9	83,7	8,4	1863,3	442,6	1	0,822	0,27	4,35%	6,03
всего			628,96								

Таблица 2.12 – Потери в сети 6 кВ месторождения «Рябиновый» по варианту 2

участок	$P_{нач}$, кВт	$Q_{нач}$, кВар	ΔP , кВт	ΔQ , кВар	$P_{кон}$, кВт	$Q_{кон}$, кВар	L , км	$R_{уч}$, Ом/км	ΔU , кВ	ΔU , %	$U_{узл}$, кВ
0--3	252,5	38,3	1,3	0,1	251,2	38,2	5,6	0,125	0,03	0,52%	6,27
1--2	1939,2	522,5	16,5	1,7	1922,7	520,9	1,2	0,125	0,06	7,71%	5,81
0--1	4954,1	1336,0	278,3	27,8	4675,8	1308,1	3,4	0,125	0,43	6,77%	5,87
1--2	2770,3	789,0	33,8	3,4	2736,5	785,6	1,2	0,125	0,09	9,37%	5,71
3--2	4800,2	1320,6	107,2	10,7	4693,0	1309,9	1,3	0,125	0,16	8,02%	5,79
0--3	5298,4	1383,4	247,0	24,7	5051,4	1358,7	2,6	0,125	0,35	5,51%	5,95
4--5	1589,2	414,6	4,7	0,5	1584,5	414,1	0,3	0,211	0,02	4,78%	6,00
0--4	3119,8	781,5	128,6	12,9	2991,2	768,7	2,3	0,211	0,28	4,48%	6,02
7--8	203,8	43,3	0,1	0,0	203,7	43,3	0,4	0,211	0,00	0,89%	6,24
6--7	1356,2	355,2	2,3	0,2	1353,9	355,0	0,2	0,211	0,01	0,84%	6,25
0--6	1777,9	456,0	11,7	1,2	1766,2	454,8	0,6	0,211	0,04	0,67%	6,26
4--5	1405,7	354,5	3,7	0,4	1402,0	354,1	0,3	0,211	0,02	8,65%	5,76
8--5	3135,5	783,1	145,3	14,5	2990,2	768,6	2,6	0,211	0,32	8,38%	5,77
7--8	3367,0	829,2	27,7	2,8	3339,2	826,4	0,4	0,211	0,05	3,30%	6,09
6--7	4542,4	1143,4	25,4	2,5	4517,0	1140,8	0,2	0,211	0,04	2,46%	6,15
0--6	5044,1	1252,2	91,7	9,2	4952,4	1243,0	0,6	0,211	0,12	1,89%	6,18
0--10	1276,6	328,1	98,7	9,9	1178,0	318,2	4,2	0,568	0,53	8,42%	5,77
0--9	1947,1	450,9	83,7	8,4	1863,3	442,6	1	0,822	0,27	4,35%	6,03
			625,89								

По данным таблицы 2.11 суммарные потери активной мощности нормального режима составляют 628,96 кВт, по отношению к отпуску мощности в фидер это 4,7%. Наибольшая потеря напряжения – 0,64 кВ (10%), что допустимо по [16].

По данным таблицы 2.12 суммарные потери активной мощности нормального режима составляют 625,89 кВт, по отношению к отпуску мощности в фидер это 4,7%. Наибольшая потеря напряжения – 0,59 кВ (9,37%), что допустимо по [16].

Согласно [15], уровень потерь мощности в распределительных сетях уровня напряжения СН1 считается обоснованным при уровне потерь 4-5% по отношению к поступлению в сеть. Таким образом, режимы работы принятой схемы сети 6 кВ допустимы.

Полученные в ходе различных расчётов данные по эффективности реконструкции сетей месторождения «Рябиновое» целесообразно показать в одной таблице 2.13.

Таблица 2.13 – Эффект от реконструкции ежегодно

Наименование	ВЛ		КТП		всего	
	кВтч	млн.руб.	кВтч	млн.руб.	кВтч	млн.руб.
потери до реконструкции	4841512	27,89	909147	5,24	5750659	33,13
потери после реконструкции (вариант 2)	3755386	21,63	877137	5,05	4632523	26,68
разница	1086126	6,26	32010	0,19	1118136	6,45

За период отработки месторождения в активной фазе эффект от реконструкции составляет $6.45 \cdot 14 = 90,3$ млн.руб.

Вывод по главе:

В результате расчётов получены характеристики проводом и ТП сравниваемых вариантов сети 6 кВ, далее требуется сравнить предлагаемые варианты с использованием динамических экономических показателей.

3 ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВАРИАНТА РЕКОНСТРУКЦИИ СЕТИ 6 КВ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ КАРЬЕРА

При расчете затрат на реализацию проекта были использованы цены интернет-ресурсов соответствующих поставщиков оборудования – реклоузеров, проводов СИП, КТП. Для получения величины затрат применительно к конкретным условиям строительства были использованы повышающие коэффициенты из [3].

Так как при определении фактических цен электросетевого строительства использованы актуальные на 2018 год цены, то коэффициенты перехода от базовых цен к ценам 2018 г не учитывались.

3.1 Расчёт капиталовложения в сети 6 кВ

Данные по ВЛ каждого варианта исполнения сети приведены в таблице 5.1.

Таблица 3.1 – Параметры ВЛ

Наименование элемента	Единичная стоимость, млн. руб.	Количество, шт. или км
-----------------------	--------------------------------	------------------------

Вариант 1		
провод СИП-3 3*50	0,11	2,0
провод СИП-3 3*70	0,16	4,2
провод СИП-3 3*240	0,57	15,3
Вариант 2		
провод СИП-3 3*50	0,11	2,0
провод СИП-3 3*70	0,16	4,2
провод СИП-3 3*240	0,57	8,5
провод СИП-3 3*185	0,46	6,4

Стоимость воздушных линий рассчитывается по следующей формуле, млн.руб:

$$K_{ВЛ} = K_{нов} \cdot K_{ВЛ0} \cdot l, \quad (3.1)$$

где $K_{ВЛ0}$ – удельная стоимость сооружения одного километра линии, млн.руб/км, [19];

l - протяженность ВЛ, км;

$K_{нов}$ - повышающий коэффициент по Южной Якутии, для ВЛ - 1,8, ПС - 1,7.

Для варианта 1:

$$K_{ВЛ} = (0,11 \cdot 2 + 0,16 \cdot 4,2 + 0,57 \cdot 15,3) \cdot 1,8 = 17,4 \text{ млн.руб.}$$

Для варианта 2:

$$K_{ВЛ} = (0,11 \cdot 2 + 0,16 \cdot 4,2 + 0,57 \cdot 8,5 + 0,46 \cdot 6,4) \cdot 1,8 = 15,7 \text{ млн.руб.}$$

Реконструкция РУНН ПС «Рябиновая» не требуется, поэтому учитываются затраты на батареи конденсаторов 0,4 кВ (в составе затрат на КТП), КТП и реклоузеры:

$$K_{nc} = K_{ktn} + K_{рекль}$$

где K_{ktn} – затраты на сооружение КТП, сумма по таблице 3.6 на основе материалов сайтов [11,14];

В таблице 3.2 приведены затраты на трансформаторы, реклоузеры и батареи конденсаторов.

Таблица 3.2 – Трансформаторы и реклоузеры

Наименование элемента	Единичная стоимость, млн. руб.	Количество, шт. или км
КТП	13,325	1
БК	0,55	9
реклоузеры	0,85	2

Вычислим суммарные капиталовложения в сооружение КТП:

Для варианта 1 и 2:

$$K_{ktn} = (13,325 + 0,55 \cdot 9) = 18,3 \text{ млн.руб.};$$

$$K_{рекл} = 0,85 \cdot 2 = 1,7 \text{ млн.руб.}$$

Капитальные вложения на строительство сети складываются из капитальных вложений в воздушные линии и в ПС:

$$K = K_{вл} + K_{ПС}, \tag{3.2}$$

где $K_{вл}$ – капитальные вложения на сооружение линий;

$K_{ПС}$ – капитальные вложения на сооружение подстанций.

Для варианта 1:

$$K = 17,4 + 18,3 + 1,7 = 51,4 \text{ млн.руб.}$$

Для варианта 2:

$$K=15,7+18,3+1,7=49,7 \text{ млн.руб.}$$

3.2 Расчет амортизационных отчислений

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции для *i*-го вида оборудования (или программных средств) определяются по формуле [20]:

$$I_{ам} = \frac{K}{T_{сл}}, \quad (3.3)$$

где $T_{сл}$ - рассматриваемый срок службы оборудования (принимаем 20 лет для ПС и ВЛ).

Для варианта 1:

$$I_{ам} = 51,4/20 = 2,6 \text{ млн.руб.}$$

Для варианта 2:

$$I_{ам} = 49,7/20 = 2,5 \text{ млн.руб.}$$

3.3 Расчет эксплуатационных затрат

Издержки на эксплуатацию

$$I_{экс} = K \cdot \alpha_{экс}, \quad (3.4)$$

где $\alpha_{экс}$ – норма ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ВЛ и КТП ($\alpha_{экс} = 0.059$ [20]).

Для варианта 1:

$$I_{экс} = 51,4 \cdot 0,059 = 3 \text{ млн.руб.}$$

Для варианта 2:

$$I_{\text{экс}}=49,7 \cdot 0,059=2,9 \text{ млн.руб.};$$

3.4 Расчет затрат на компенсацию потерь

Для расчета эксплуатационных издержек необходимо учесть потери электроэнергии в трансформаторах и в ЛЭП. Используются данные таблиц 4.4, 4.5, 3.6. Стоимость потерь электроэнергии определяется по формуле:

$$I_{\Delta W}=(\Delta P_{\text{тр}}+\Delta P_{\text{вл}}) \cdot T_{\text{макс}} \cdot C_0, \quad (3.5)$$

где $\Delta P_{\text{тр}}$, $\Delta P_{\text{вл}}$ - потери мощности в трансформаторах и проводах соответственно в рассматриваемом варианте сети по результату расчётов, кВт;

$T_{\text{макс}}$ – время максимальных потерь для рассматриваемых сетей 6000 ч;

C_0 – стоимость потерь электроэнергии на 2018 год в соответствии с информацией, указанной в [13], $C_0=5,76$ руб./кВтч.

Для варианта 1:

$$\Delta W=(100,13+628,959) \cdot 5,76 \cdot 6000/1000=25,2 \text{ млн.руб.}$$

Для варианта 2:

$$\Delta W=(100,13+625,898) \cdot 5,76 \cdot 6000/1000=25,09 \text{ млн.руб.}$$

3.5 Суммарные издержки

Расходы (издержки), необходимые для эксплуатации энергетического оборудования и сетей в течение одного года:

$$I_{\Sigma} = I_{\text{э.р}} + I_{\text{ам}} + I_{\Delta W}, \quad (3.6)$$

где $I_{\text{э.р}}$ - расходы на текущий ремонт и эксплуатацию, включая профилактические осмотры и испытания;

$I_{ам}$ - издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы;

$I_{\Delta W}$ - стоимость потерь электроэнергии.

Результаты расчёта издержек для сравниваемых вариантов приведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 - Результаты расчёта издержек

Тип оборудования	Вариант 1, млн.руб.	Вариант 2, млн.руб.
$I_{ам}$	2,6	2,5
$I_{экс}$	3	2,9
$I_{\Delta W}$	25,2	25,09
ИТОГО	30,8	30,5

3.6 Расчёт недоотпуска

В качестве показателя надёжности используется вероятность отказов элементов сети 6 кВ. Расчет надёжности произведем аналитическим методом [21]. Данный метод заключается в определении количественных вероятностных значений надёжности, для случая погашения плеч сети 6 кВ.

Составляется расчетная схема (рисунок 3.1, 3.3, 3.5). В схему замещения (рисунок 3.2, 3.4, 3.6) входят те элементы, которые влияют на надёжность системы электроснабжения, к таким элементам относятся: линии, выключатели ВН, трансформаторы. Для оценки эффекта от предлагаемых схемных и технических решений расчёт надёжности сети 6 кВ также проводится по существующей схеме сети 6 кВ.

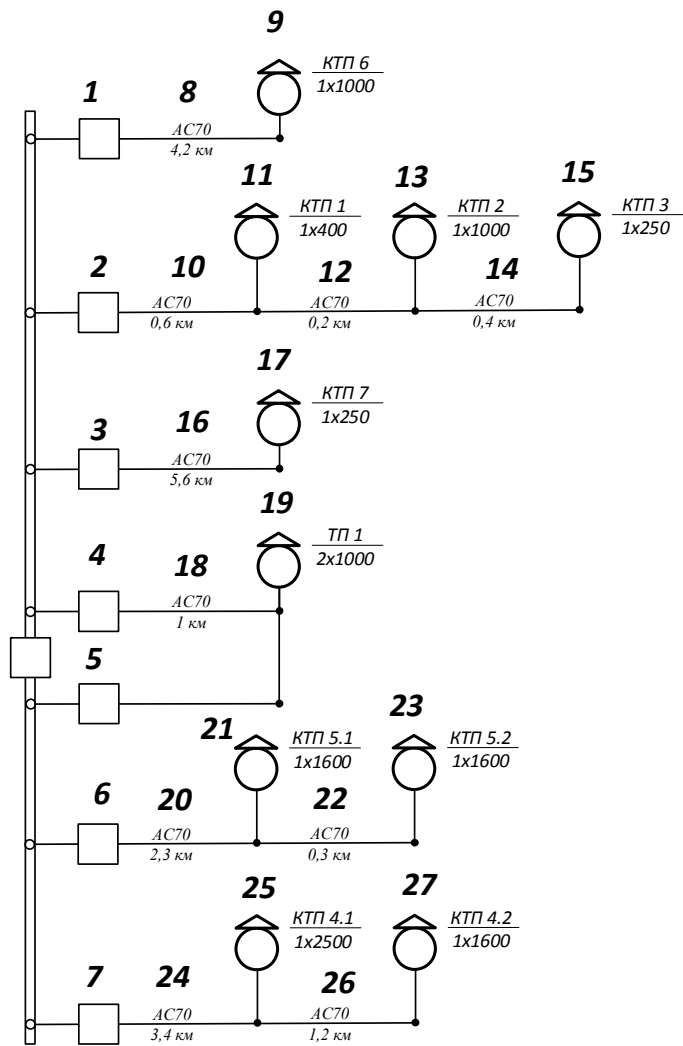


Рисунок 3.1 - Расчетная схема существующей сети 6 кВ

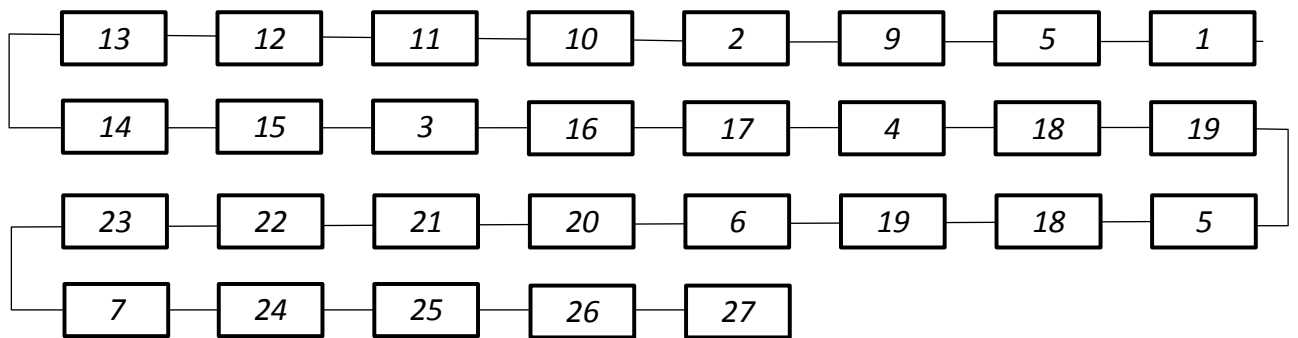


Рисунок 3.2 – Схема замещения существующей сети 6 кВ

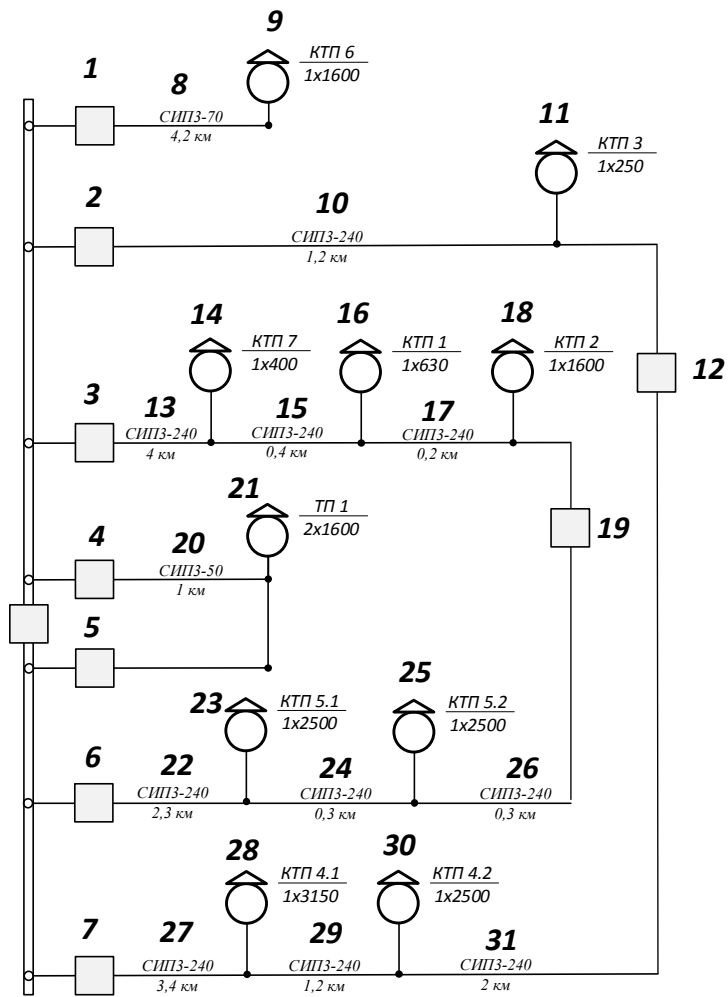


Рисунок 3.3 - Расчетная схема сети по варианту 1

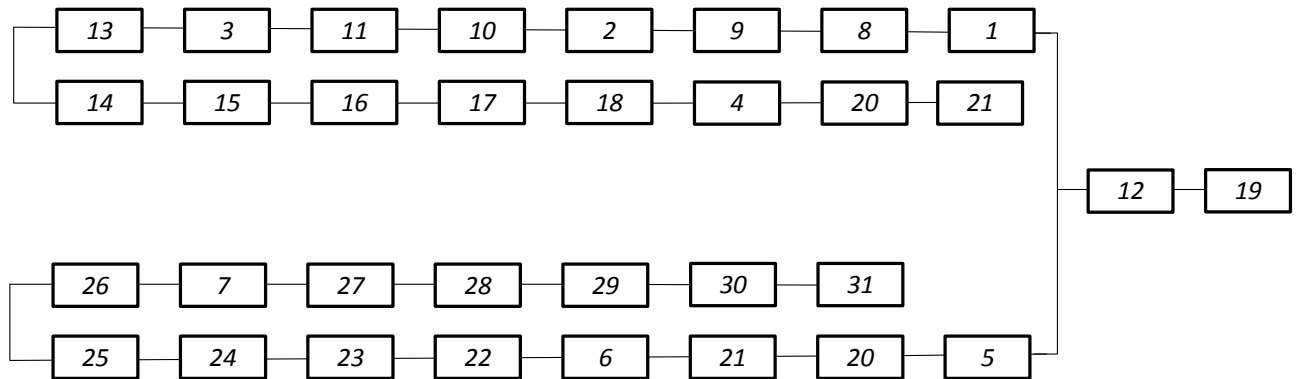


Рисунок 3.4 – Схема замещения сети 6 кВ по варианту 1

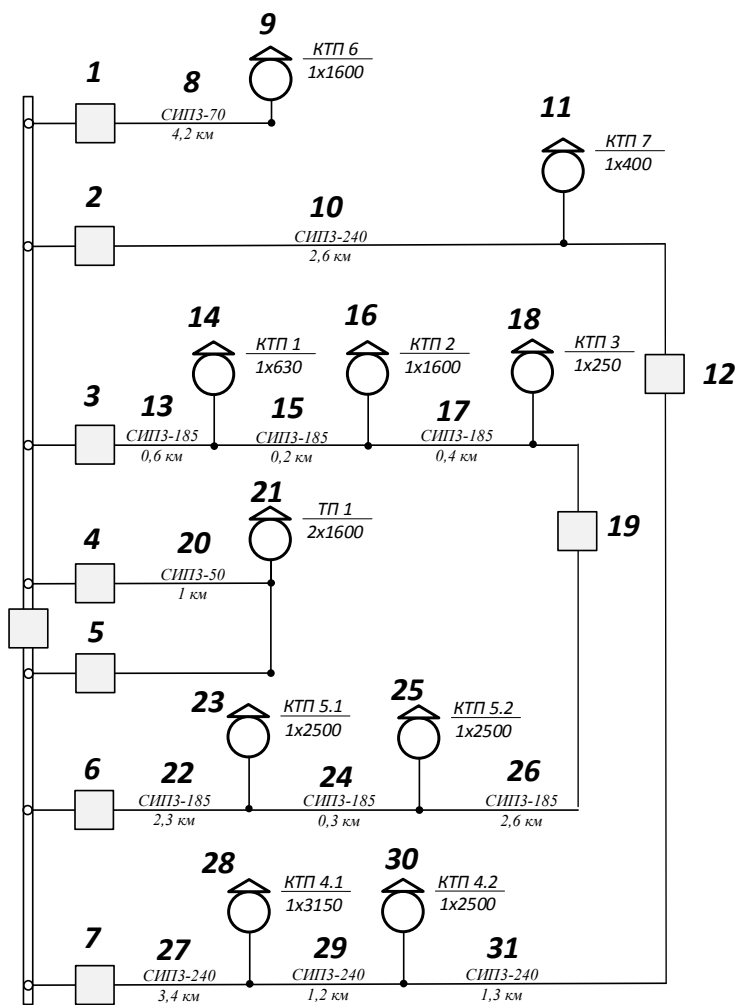


Рисунок 3.5 - Расчетная схема сети по варианту 2

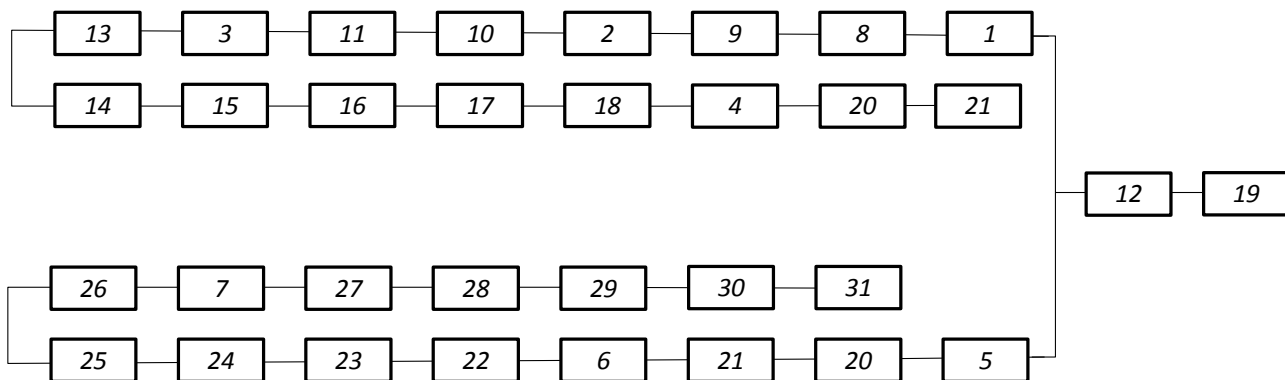


Рисунок 3.6 – Схема замещения сети 6 кВ по варианту 2

Схемы замещения по вариантам 1 и 2 представляют собой цепочку последовательно-параллельно соединенных элементов, так как питание магистрального участка сети по каждому из вариантов возможно осуществить через реклоузер. Рассматривается одновременное отключение ветвей схемы с переменным отказом каждого реклоузера. Для существующей схемы сети 6 кВ ме-

сторождения «Рябиновый» элементы соединены последовательно в плане надёжности.

Справочные данные по элементам сети показаны в таблице 3.4, [3].

Таблица 3.4 – Параметры надёжности элементов схемы

Элемент схемы	λ , 1/год	t_B , ч	q
Существующая схема			
ВЛ 6 кВ одноцепная АС (12 км)	0,25	1,7	0,00058
ВЛ 6 кВ одноцепная АС (8,2 км)	0,25	1,7	0,0004
Трансформатор ТМ	0,008	120	0,000110
Вариант №1			
Выключатели 6 кВ, (вакуумные)	0,022	11	0,000028
Трансформатор ТЛС	0,016	50	0,000091
ВЛ 6 кВ одноцепная СИП сш1 (11 км)	0,0764	5	0,000480
ВЛ 6 кВ одноцепная СИП сш2 (10,5 км)	0,0764	5	0,000458
Вариант №2			
ВЛ 6 кВ одноцепная СИП сш1 (9 км)	0,0764	5	0,000392
ВЛ 6 кВ одноцепная СИП сш2 (12,1 км)	0,0764	5	0,000528

Расчет производится по следующей методике:

1. Определяются вероятности отказа каждого элемента схемы замещения, на примере выключателя 6 кВ:

$$q = \frac{\lambda \cdot t_B}{8760}; \quad (3.7)$$

$$q = \frac{0,022 \cdot 11}{8760} = 0,000028.$$

2. Рассчитывается вероятность отказа схемы в целом. Схема замещения для каждого варианта эквивалентруется в смысле надёжности:

$$q_{\text{сущ}} = (4 \cdot q_6 + q_l + 6 \cdot q_m) + (3 \cdot q_6 + q_l + 5 \cdot q_m);$$

$$q_{\text{сущ}} = (4 \cdot 0,000028 + 0,00058 + 6 \cdot 0,00011) + (3 \cdot 0,000028 + 0,0004 + 5 \cdot 0,00011) = 0,00237;$$

$$q_1 = (4 \cdot q_6 + q_l + 6 \cdot q_m) \cdot (3 \cdot q_6 + q_l + 5 \cdot q_m) + 2 \cdot q_{рекл};$$

$$q_1 = (4 \cdot 0,000028 + 0,00048 + 6 \cdot 0,000091) \cdot (3 \cdot 0,000028 + 0,000458 + 5 \cdot 0,000091) + 2 \cdot 0,000028 = 0,0000564;$$

$$q_2 = (4 \cdot q_6 + q_l + 6 \cdot q_m) \cdot (3 \cdot q_6 + q_l + 5 \cdot q_m) + 2 \cdot q_{рекл};$$

$$q_2 = (4 \cdot 0,000028 + 0,000392 + 6 \cdot 0,000091) \cdot (3 \cdot 0,000028 + 0,000528 + 5 \cdot 0,000091) + 2 \cdot 0,000028 = 0,0000564;$$

Ущерб от недоотпуска для предприятий золотодобывающей отрасли определить по усредненным показателям представляется сложной задачей, поскольку каждое месторождение характеризуется собственным режимом работы, содержанием золота в руде, периодом отработки. Используя данные об аудите месторождения в 2016 г [2], можно отметить величину суммарной чистой выручки в размере 843677 тыс.долл. США и суммарный чистых доход 370244 тыс.долл. США за период отработки месторождения, согласно аудиту – 18 лет. Для оценки среднегодового ущерба эти величины складываем и относим к периоду отработки месторождения:

$$(843677 + 370247) / 18 = 67440 \text{ тыс.долл. США};$$

Таким образом ущерб в год от недоотпуска продукции составит:

$$Y_0 = 67440 \cdot 62 / 1000 = 4181 \text{ млн.руб.}$$

Ущерб от недоотпуска:

$$Y_{нед} = Y_0 \cdot q_c, \tag{3.8}$$

$$Y_{нед\ суц} = 4181 \cdot 0,00238 = 9,947 \text{ млн.руб.},$$

$$Y_{нед1} = Y_{нед2} = 4181 \cdot 0,0000564 = 0,236 \text{ млн.руб.},$$

Параметр потокаотказов для схемы по варианту 2:

$$\omega_2 = (4 \cdot \omega_6 + \omega_l + 6 \cdot \omega_m) \cdot (3 \cdot \omega_6 + \omega_l + 5 \cdot \omega_m) + 2 \cdot \omega_{рекв};$$

$$\omega_2 = (4 \cdot 0,022 + 0,687 + 6 \cdot 0,016) \cdot (3 \cdot 0,022 + 0,924 + 5 \cdot 0,016) + 2 \cdot 0,022 = 0,0205;$$

Среднее время безотказной работы системы находится по формуле, для варианта 1 и 2 схемы:

$$T_c = \frac{1}{\omega_c}. \quad (3.9)$$

$$T_c = \frac{1}{0,0205} = 48,78 \text{ лет}.$$

Среднее время восстановления системы найдем из формулы:

$$t_{BC} = \frac{q_c \cdot T_z}{\omega_c}. \quad (3.10)$$

$$t_{BC} = \frac{0,0000564 \cdot 60}{0,0205} = 0,164 \text{ сек}.$$

Результаты расчёта показаны в таблице 3.5.

Таблица 3.5 - Результаты расчёта надёжности схем

Показатели надёжности	Существующая сеть	Проектируемая сеть вариант 1	Проектируемая сеть вариант 2
Вероятность отказа	0,00237888	0,0000564	0,0000564
Время восстановления	3,9 ч	0,164 сек	0,164 сек
Среднее время безотказной работы, лет	0,19	48,72	48,72
Ущерб от недоотпуска за год, млн.руб	9,947	0,236	0,236

Анализируя результаты расчета надежности схем, делаем вывод о том, что проектируемая сеть электроснабжения надёжнее, чем существующая, а также эффект от повышения надёжности составит:

$$9,947-0,236=9,711 \text{ млн.руб. ежегодно.}$$

3.7 Приведённые затраты

Приведённые затраты определяются по формуле:

$$Z = E \cdot K + I + Y, \quad (3.11)$$

где E – норматив дисконтирования. Данная величина зависит от ставки, рефинансирования установленной Центробанком РФ ($E = 0,12$);

K – капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети, млн. руб;

I – издержки, млн. руб.;

Y – ущерб от недоотпуска, млн. руб.

Для варианта 1:

$$Z=0,12 \cdot 51,4+30,8+0,2=37,2 \text{ млн.руб.}$$

Для варианта 2:

$$Z=0,12 \cdot 49,7+30,5+0,2=36,7 \text{ млн.руб.}$$

Значения приведённых затрат для выбранных вариантов приведены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Приведённые затраты

вариант	К, млн.руб.	И, млн.руб.	У, млн.руб.	З, млн.руб.
1	51,4	30,8	0,2	37,2
2	49,7	30,5	0,2	36,7

Разница в приведенных затратах 1,3% (0,5 млн.руб), поэтому по минимуму потерь электроэнергии выбран вариант №2.

3.8 Чистый доход за расчётный период

Выручка от реализации проекта (эффект), которая в свою очередь зависит от дополнительных объемов продаж электроэнергии потребителю в год и определяется по формуле для варианта 2:

$$Q_{pt} = P_{ktt} \cdot T \cdot T_{max}; \quad (3.12)$$

$$Q_{pt} = 10082 \cdot 1,055 \cdot 6000 = 63,82 \text{ млн.руб.}$$

где T – двухставочный тариф на транспорт электроэнергии по сетям АО «ДРСК» по напряжению ВН – 1,055 руб./квтч [22];

T_{max} – число часов максимальной нагрузки, ч [20];

$$ЧД = \sum_m \Phi_m, \quad (3.13)$$

где Φ_m - результирующие затраты, млн.руб.;

m - шаг расчётного периода, лет.

Расчётный период эксплуатации проекта ведётся с нулевого года, т.е. 0,1,2,3,... n .

Для первого года реализации проекта при условии разделения капиталовложений на 3 года равными частями (по $51,4/3=17$ млн.руб.) величина результирующих затрат Φ_m составит для варианта 2:

$$\Phi_m = \Delta t - (Kt + It) = 0 - 17 = -17 \text{ млн.руб.} \quad (3.14)$$

3.9 Чистый дисконтированный доход

Определяется по формуле:

$$ЧДД = \sum_m \Phi_m (1 + E_{н.п.})^{T_0 - \tau}, \quad (3.15)$$

где T_0 – год, к которому приводятся разновременные затраты;

τ – текущий год строительства и эксплуатации.

$E_{н.п.}$ - ставка дисконтирования, % (определяется исходя из данных Центрального Банка Российской Федерации, 8%, [23]);

ЧД и ЧДД характеризуют превышение суммарных денежных поступлений над суммарными затратами соответственно без учета и с учетом неодинаковости эффектов, относящихся к различным моментам времени.

Для первого года реализации проекта для варианта 2:

$$ЧДД = -17 \cdot (1 + 8/100)^{0-1} = -16 \text{ млн.руб.}$$

3.10 Дисконтированный срок окупаемости

Для определения дисконтированного срока окупаемости используется таблица 3.7-3.8 с результатами расчёта ЧДД нарастающим итогом, по которой строится график ЧДД для определения дисконтированного срока окупаемости.

Графики окупаемости строятся на период отработки месторождения «Рябиновое» - 14 лет.

Таблица 3.7 - Расчёт результирующих затрат вариант 1

год	К, млн. руб	И, млн. руб	Q_{pt} , млн. руб.	Фм, млн. руб.	Фм, накопи- тельный, млн. руб.	ЧД, млн.руб.	ЧДД, млн.руб.	ЧДД накопи- тельный, млн. руб..
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	-17			-17,1	-17,1	-1398,5	-15,9	-15,9
2	-17			-17,1	-34,3	-2796,9	-29,4	-45,3
3	-17			-17,1	-51,4	-4195,4	-40,8	-86,1
4		-31	64	32,8	-18,6	-3260,2	-13,7	-99,8
5		-31	64	32,8	14,1	-2325,1	9,6	-90,2
6		-31	64	32,8	46,9	-1389,9	29,6	-60,6

7		-31	64	32,8	79,7	-454,7	46,5	-14,1
8		-31	64	32,8	112,5	480,5	60,8	46,6
9		-31	64	32,8	145,3	1415,6	72,7	119,3

Продолжение таблицы 3.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9
10		-31	64	32,8	178,0	2350,8	82,5	201,8
11		-31	64	32,8	210,8	3286,0	90,4	292,2
12		-31	64	32,8	243,6	4221,1	96,7	388,9
13		-31	64	32,8	276,4	5156,3	101,6	490,5
14		-31	64	32,8	309,2	6091,5	105,3	595,8
всего				309,2	1494,9	7181,0	595,8	1723,1

Таблица 3.8 - Расчёт результирующих затрат вариант 2

год	К, млн. руб	И, млн. руб	Q_{pt} , млн. руб.	Фм, млн. руб.	Фм, накопи- тельный, млн. руб.	ЧД, млн.руб.	ЧДД, млн.руб.	ЧДД накопи- тельный, млн. руб..
1	-17			-16,6	-16,6	-1398,5	-15,3	-15,3
2	-17			-16,6	-33,1	-2796,9	-28,4	-43,7
3	-17			-16,6	-49,7	-4195,4	-39,5	-83,2
4		-31	64	33,1	-16,6	-3260,2	-12,2	-95,4
5		-31	64	33,1	16,4	-2325,1	11,2	-84,2
6		-31	64	33,1	49,5	-1389,9	31,2	-53,0
7		-31	64	33,1	82,6	-454,7	48,2	-4,8
8		-31	64	33,1	115,7	480,5	62,5	57,7
9		-31	64	33,1	148,7	1415,6	74,4	132,1
10		-31	64	33,1	181,8	2350,8	84,2	216,3
11		-31	64	33,1	214,9	3286,0	92,2	308,5
12		-31	64	33,1	248,0	4221,1	98,5	406,9
13		-31	64	33,1	281,0	5156,3	103,3	510,3
14		-31	64	33,1	314,1	6091,5	106,9	617,2
всего				314,1	11060,8	231828,6	2252,0	26282,6

Сроком окупаемости с учетом дисконтирования называется продолжительность периода от начального момента до «момента окупаемости с учетом дисконтирования» – наиболее раннего момента времени в расчетном периоде, после которого текущий ЧДД становится и в дальнейшем остается положительным.

При оценке эффективности срок окупаемости, как правило, выступает только в качестве ограничения. В отсутствие рекомендаций государственных регулирующих органов срок окупаемости капитальных вложений в электрические сети можно принимать равным восьми годам после начала эксплуатации.

На рисунке 3.7-3.8 покажем график ЧДД для определения дисконтированного срока окупаемости проекта.

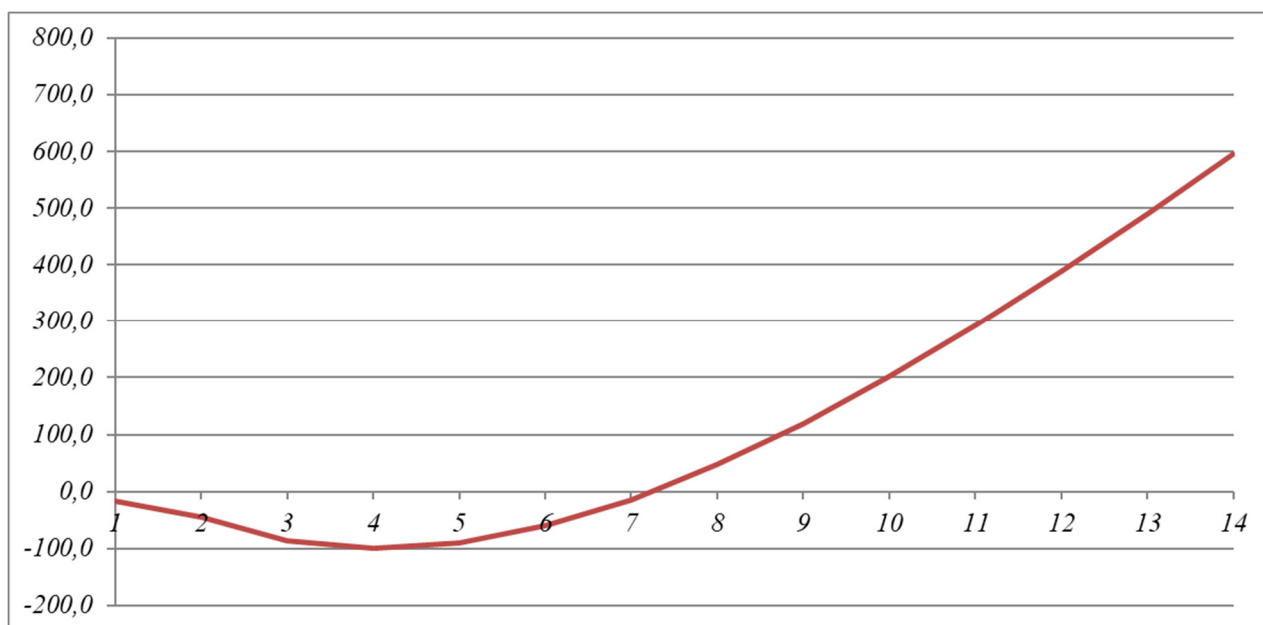


Рисунок 3.7 – Дисконтированный срок окупаемости вариант 1

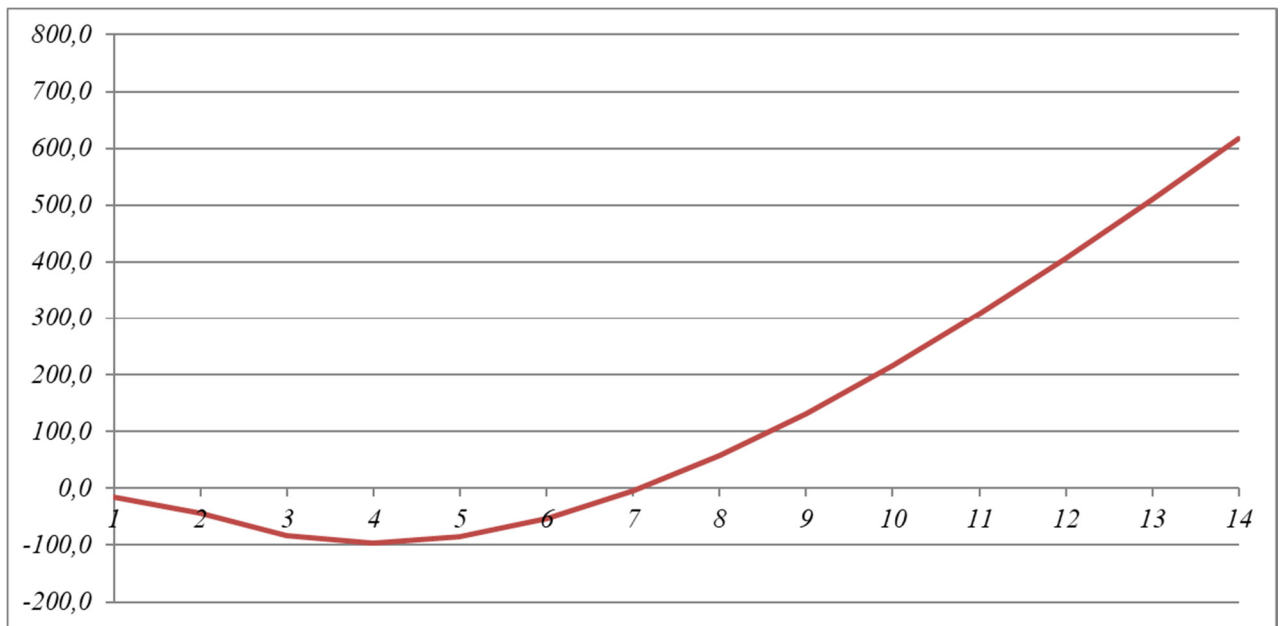


Рисунок 3.8 – Дисконтированный срок окупаемости вариант 2

Согласно рисункам 3.7-3.8, дисконтированный срок окупаемости составляет 7,5 лет по варианту 1 и 7 лет по варианту 2.

3.11 Коэффициент рентабельности инвестиций

Рентабельность инвестиций (коммерческий показатель, интересующий владельца сети) рассчитывается по каждому году расчетного периода после начала эксплуатации электросетевого объекта или только по некоторым характерным годам. В качестве характерных рассматриваются: год после выхода на режим нормальной эксплуатации, но с выплатой заемных средств и с финансовыми издержками, а также в период после выплаты всей суммы кредита и процентов. Рентабельность инвестиций оценивается по формуле:

$$R_t = \frac{\mathcal{E}_t - I'_t - H_t}{K}; \quad (3.16)$$

где \mathcal{E}_t - системный эффект, обусловленный вводом рассматриваемого объекта в год t;

H_t - налог на прибыль (устанавливается через процент балансовой прибыли, принимается 20% от эффекта).

I_t - общие годовые эксплуатационные расходы по электросетевому объекту без учета затрат на амортизацию;

K - капитальные затраты (инвестиции).

Полученные значения рентабельности должны превышать величину среднего норматива дисконтирования.

$$R_{\text{вариант1}} = \frac{63.82 - 31.04 - 0,2 \cdot 63.82}{51.43} \cdot 100\% = 39\% ,$$

$$39\% \geq 8\% ,$$

$$R_{\text{вариант1}} = \frac{63.82 - 30.74 - 0,2 \cdot 49.7}{49.7} \cdot 100\% = 41\% ,$$

$$41\% \geq 8\% .$$

Вывод по главе:

Полученные результаты расчёта рентабельности показывают, что оба варианта считаются рентабельными. Для реализации следует использовать предложенный вариант № 2, как наиболее экономичный и быстро окупаемый (7 лет) с высокой рентабельностью (41%).

4 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ 6 кВ, РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ

4.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 6 кВ

В данном разделе проводится расчет токов короткого замыкания в сетях 6 кВ для проверки проводников на термическую стойкость [24].

Сопrotивление системы определяется по формуле, Ом:

$$X_c = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз6}}, \quad (4.1)$$

где $I_{кз10}$ – ток трёхфазного КЗ на шинах 6 кВ ПС «Рябиновая», принимается 20 кА по отключающей способности вводного выключателя 6 кВ на ПС «Рябиновая».

Активные и индуктивные сопротивления участков ВЛ, Ом:

$$X_l = x_0 \cdot L, \quad (4.2)$$

$$R_{\Sigma} = r_0 \cdot L, \quad (4.3)$$

где x_0, r_0 - удельное реактивное и активное сопротивление провода, Ом/км;

L – длина участка провода, км.

Периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени определяется по следующей формуле, кА:

$$I_{по} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}}. \quad (4.4)$$

Ток двухфазного короткого замыкания, кА:

$$I_{по2} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{по}. \quad (4.5)$$

Постоянная затухания аperiodической составляющей:

$$T_a = \frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma} \cdot 314}. \quad (4.6)$$

Коэффициент затухания аperiodической составляющей:

$$K_a = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}. \quad (4.7)$$

Ударный ток короткого замыкания, кА:

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} \right). \quad (4.8)$$

Подробно рассмотрим расчет токов КЗ для расчетной точки, находящейся на стороне ВН КТП-6.

Сопротивление системы определяется по:

$$X_c = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 20} = 0,182 \text{ Ом.}$$

Сопротивления участков ВЛ от шин 6 кВ ПС «Рябиновая» до шин ВН КТП-6 :

$$X_n = 0,1 \cdot 4,2 = 0,42 \text{ Ом,}$$

$$R_n = 0,568 \cdot 4,2 = 2,386 \text{ Ом.}$$

На рисунке 4.1 представлена схема сети для расчета токов КЗ, на рисунке 4.2 представлена схема замещения данного участка.

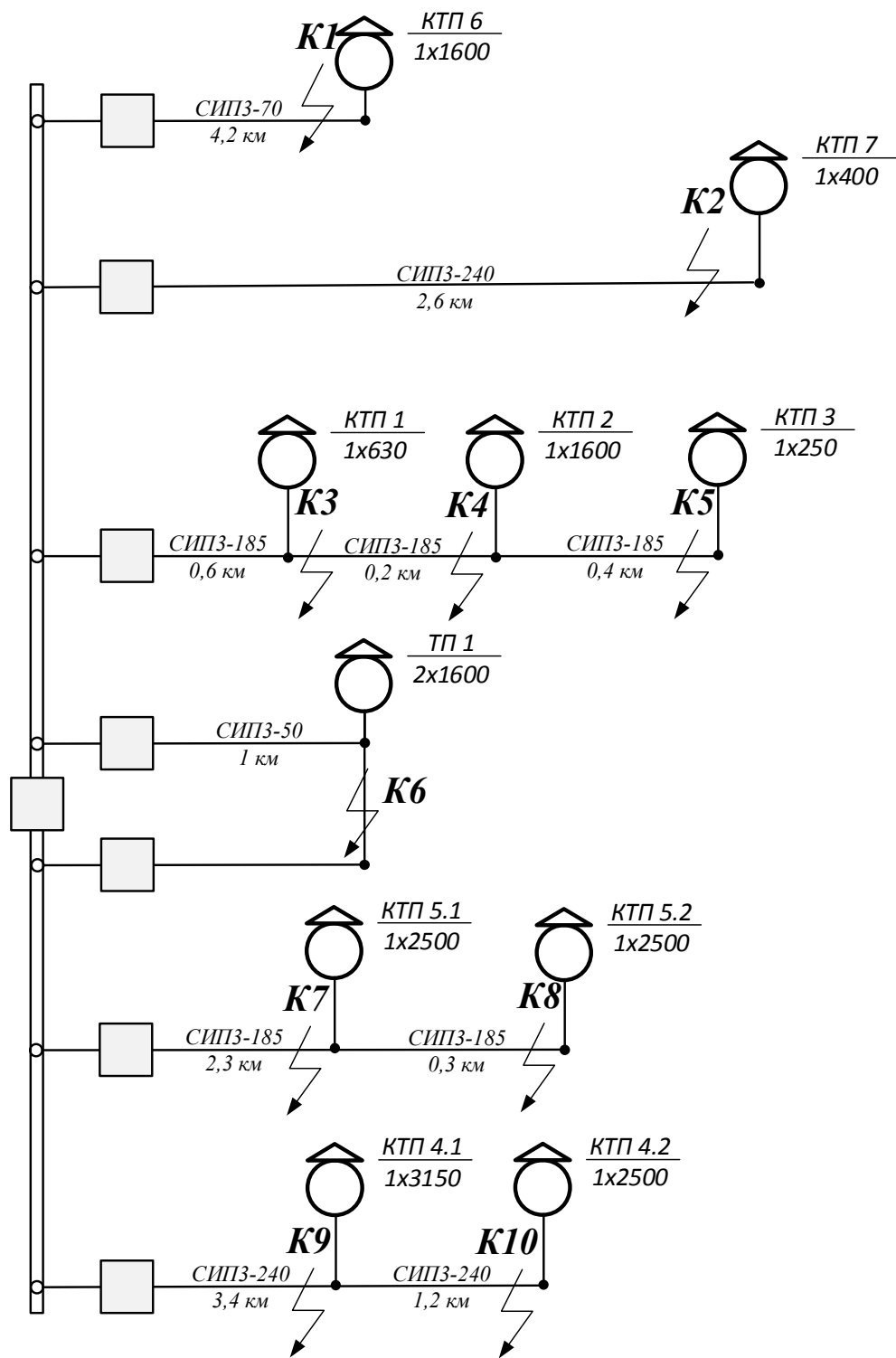


Рисунок 4.1 – Определение расчетных точек КЗ в сети 6 кВ

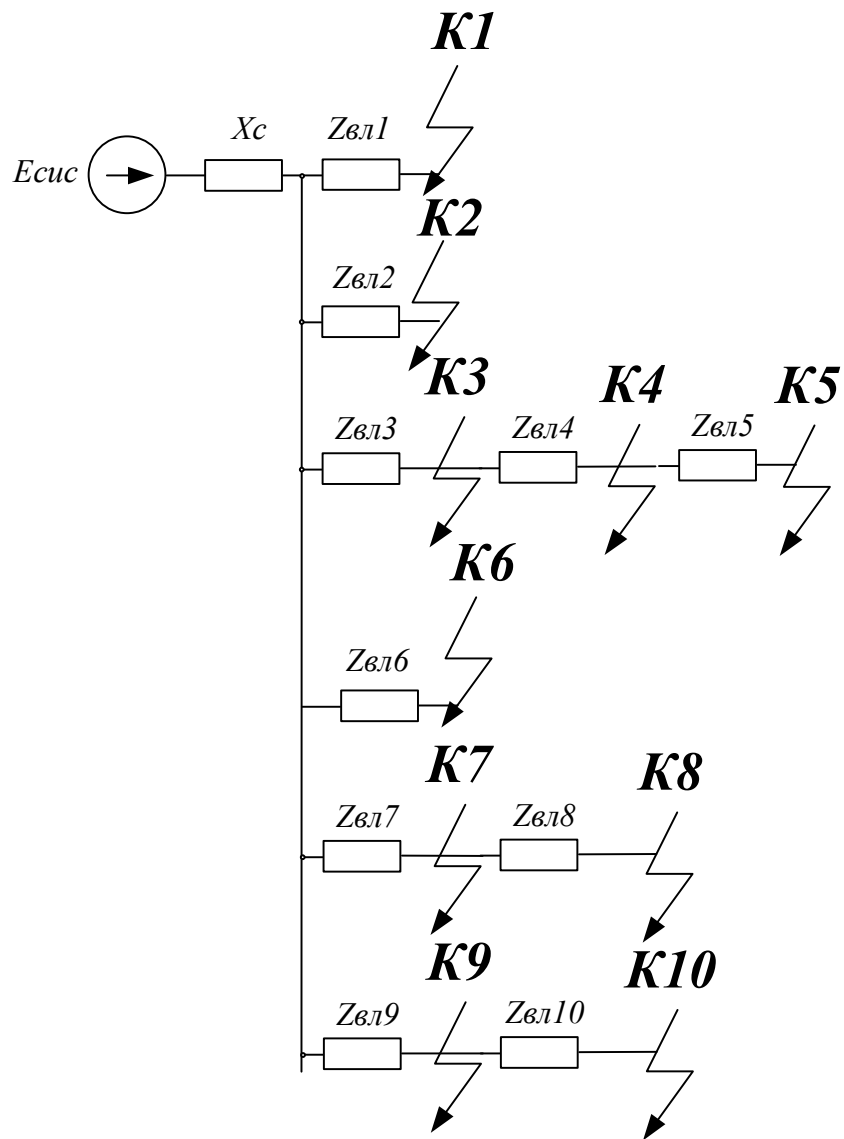


Рисунок 4.2 – Схема замещения для расчета токов КЗ с указанием расчетных точек в сети 6 кВ

Ток трехфазного КЗ:

$$I_{но} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{2,386^2 + (0,182 + 0,42)^2}} = 1,48 \text{ кА.}$$

Ток двухфазного короткого замыкания:

$$I_{но2} = \frac{\sqrt{3}}{2} 1,48 = 1,29 \text{ кА.}$$

Постоянная затухания аperiodической составляющей:

$$T_a = \frac{0,602}{2,386 \cdot 314} = 0,001$$

По аналогичному алгоритму рассчитываются все остальные точки КЗ результаты расчетов сводятся в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 – Результаты расчета токов КЗ в сети 6 кВ

Точка КЗ	L, км	Z, Ом	$I_{по}$, кА	$I_{по2}$, кА	$I_{уд}$, кА
К1	4,20	2,46	1,480	1,29	2,1
К2	2,60	0,55	6,637	5,77	10,3
К3	0,60	0,27	13,330	11,60	22,5
К4	0,90	0,33	10,975	9,55	17,3
К5	1,30	0,42	8,765	7,63	13,2
К6	1,00	0,87	4,190	3,65	5,9
К7	2,30	0,64	5,720	4,98	8,3
К8	2,60	0,70	5,169	4,50	7,5
К9	3,40	0,67	5,409	4,71	8,2
К10	4,70	0,88	4,149	3,61	6,2

Максимальное значение тока КЗ находится на стороне ВН КТП 1, ток трехфазного КЗ в данном случае составляет 13,33 кА, так как она находится ближе всех к ПС «Рябиновая».

Термически стойкое к токам КЗ сечение линий для КТП-6, мм², [24]:

$$F_T = \frac{\sqrt{B_{KP} \cdot 10^6}}{C}, \quad (4.9)$$

$$F_T = \frac{\sqrt{1,1 \cdot 10^6}}{95} = 11,1$$

где B_{KP} - расчётное значение теплового импульса, кА²·с;

C - температурный коэффициент, принимается 95, [24]:

$$B_{KP} = I_{no}^2 \cdot (t_{отк} + t_{сел}); \quad (4.10)$$

$$B_{KP} = 1,48^2 \cdot (0,01 + 0,5) = 1,1 \text{ кА}^2\text{с};$$

где I_{no} - периодическая составляющая тока трёхфазного КЗ на шинах ТП, кА;

$t_{отк}$ - время отключения выключателя на головном участке линии 6 кВ, 0,01с;

$t_{сел}$ - ступень селективности на стороне 6 кВ, принимается 0,5 с от времени срабатывания защиты.

Выбранный ранее провод СИП-3 3х70 проходит проверку:

$$11,1 \leq 70.$$

По аналогичному алгоритму рассчитываются все остальные точки КЗ результаты расчетов сводятся в таблицу 4.2.

Таблица 4.2 – Результаты проводов по термической стойкости в сети 6 кВ

Точка КЗ	$I_{no}, \text{кА}$	$B_{кр}, \text{кА}^2\cdot\text{с}$	$F_m, \text{мм}^2$	$F_\phi, \text{мм}^2$	Условие $F_T < F_\phi$
К1	1,48	1,1	11,1	70	выполнено
К2	6,64	22,5	49,9	240	выполнено
К3	13,33	90,6	100,2	185	выполнено
К4	10,98	121,7	116,1	185	выполнено
К5	8,76	116,0	113,4	185	выполнено
К6	4,19	9,0	31,5	50	выполнено
К7	5,72	16,7	43,0	185	выполнено
К8	5,17	27,0	54,7	185	выполнено
К9	5,41	14,9	40,7	240	выполнено
К10	4,15	17,4	43,9	240	выполнено

Выбранный ранее провод СИП-3 на всех участках проходит проверку.

4.2 Расчет мощности компенсирующих устройств для ПС «Рябиновая»

Расчёт требуемой мощности КУ проводится по коэффициенту мощности задаваемому энергосистемой, [3]:

$$Q_{ку.тр} = Q_{макс} - P_{макс} \cdot tg\phi_э$$

(4.11)

где $tg \cdot \phi$ - коэффициент мощности предельный для 110 кВ – 0,4.

Определяем максимальные активную и реактивную мощность нагрузки отдаваемые с шин 6 кВ ПС «Рябиновая» согласно данным полученным из расчета нагрузок КТП:

$$P_{макс} = \Sigma P_p \cdot k_m$$

(4.12)

$$Q_{макс} = \Sigma Q_p \cdot k_m$$

(4.13)

где k_m - коэффициент совмещения максимумов нагрузки принимается равным 0,95 для данного количества присоединений 6 кВ.

$$P_{макс} = (1856,0 + 405,7 + 1140,6 + 200,7 + 2712,0 + 1906,4 + 1391,7 + 1572,3 + 1168,2 + 248,3) \cdot 0,95 = 11971,8 \text{ кВт}$$

$$Q_{макс} = (416,0 + 80,2 + 255,6 + 31,9 + 606,1 + 421,9 + 298,0 + 344,4 + 259,7 + 26,8) \cdot 0,95 = 2603,6 \text{ кВАр}$$

Требуемая мощность компенсирующих устройств, кВАр:

$$Q_{тр КУ} = 2603,6 - 11971,8 \cdot 0,4 = -2185,2.$$

Расчет требуемой мощности показывает, что в данном случае установка компенсирующих устройств на ПС «Рябиновая» не требуется так как мощность имеет отрицательное значение.

4.3 Выбор и проверка выключателей 6 кВ

Проводится выбор и проверка следующего подстанционного оборудования: выключатели, разъединители, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, жесткая ошиновка, комплектное распределительное устройство, реклоузеры.

Проверка оборудования РУНН ПС «Рябиновая» и выбор реклоузеров ведется на основе данных расчета токов КЗ, характера потребителей электроэнергии и климатических условий района размещения подстанции [25].

Для выбора и проверки оборудования сети 6 кВ месторождения «Рябиновое» необходимы данные о максимальных рабочих токах, которые определяются из расчета режимов.

Определяем максимальный рабочий ток РУНН ПС «Рябиновая»:

$$I_m = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n}$$

(4.14)

$$I_{m10} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 578$$

где S_n – номинальная мощность трансформатора, МВА;

U_n – номинальное напряжение, кВ;

На ПС «Рябиновая» установлены вводные выключатели ВВ/TEL-6-20/1000 У2 и линейные ВВ/TEL-6-20/630 У2. Так как срок их эксплуатации не вышел, то их необходимо проверить на случай роста нагрузки. В сети 6 кВ электроснабжения месторождения выбираем и проверяем реклоузеры с вакуумными выключателями ВВ/TEL-6-20/630 У2. Выбор выключателей производят по следующим параметрам, [17]:

- по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

по длительному току:

$$I_{ном} \leq I_{ном}, I_{мах} \leq I_{ном};$$

- по отключающей способности:

$$I_{по} \leq I_{откл\ ном};$$

Проведём расчёт для ВЛ-1 (питание КТП-6).

Термическую и динамическую стойкость проверяем по параметрам тока КЗ:

$$B_{КР} = I_{ноК-1}^2 \cdot (t_{отк} + t_{сел}); \quad (4.15)$$

$$B_{КР} = 1,48^2 \cdot (0,01 + 1,5) = 3,3 \text{ кА}^2\text{с};$$

где $t_{отк}$ - собственное время отключения выключателя, принимаем $t_{отк} = 0,01\text{с}$,
с учётом ступени селективности $t_{сел} = 1,5\text{ с}$.

$$B_{Кном} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм}; \quad (4.16)$$

$$B_{Кном} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{ном\ откл}, \quad (4.17)$$

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 20 = 11,3 \text{ кА},$$

где β_H – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_H = 40\%$;

$I_{ном\ откл}$ – номинальный ток отключения.

$$\sqrt{2} \cdot I_{ноК-1}^{(3)} + i_{атК-1} \leq \sqrt{2} \cdot I_{номотк} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right); \quad (4.18)$$

$$\sqrt{2} \cdot 1,48 + 1,48 \cdot 0,54 \leq \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \left(1 + \frac{40}{100}\right);$$

$$2,9 \leq 39,5 \text{ кА.}$$

Сопоставление приведено в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Результаты выбора и проверки выключателей 6 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
ВВОДНЫЕ		
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1000 \text{ А}$ $i_{скв} = 40 \text{ кА}$ $B_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{вкл} = 20 \text{ кА}$ $I_{откл} = 20 \text{ кА}$ $i_{а.ном} = 11,3 \text{ кА}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$ $I_{рmax} = 578 \text{ А}$ $i_{yд} = 40 \text{ кА}$ $B_{к.} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{по} = 20 \text{ кА}$ $I_{пт} = 20 \text{ кА}$ $i_{ат} = 11,3 \text{ кА}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $i_{скв} \geq i_{yд}$ $B_{к.ном} \geq B_{к.}$ $I_{вкл} \geq I_{по}$ $I_{откл} \geq I_{пт}$ $i_{а.ном} \geq i_{ат}$
ЛИНЕЙНЫЕ		
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$ $I_{номВЛ-1} = 630 \text{ А}$ $i_{скв} = 40 \text{ кА}$ $B_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{вкл} = 20 \text{ кА}$ $I_{откл} = 20 \text{ кА}$ $i_{а.ном} = 11,3 \text{ кА}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$ $I_{рmaxВЛ-1} = 127 \text{ А}$ $i_{yд} = 2,1 \text{ кА}$ $B_{к.} = 3,3 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{по} = 1,48 \text{ кА}$ $I_{пт} = 1,48 \text{ кА}$ $i_{ат} = 1,48 \text{ кА}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $i_{скв} \geq i_{yд}$ $B_{к.ном} \geq B_{к.}$ $I_{вкл} \geq I_{по}$ $I_{откл} \geq I_{пт}$ $i_{а.ном} \geq i_{ат}$
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$ $I_{номВЛ-2} = 630 \text{ А}$ $i_{скв} = 40 \text{ кА}$ $B_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{вкл} = 20 \text{ кА}$ $I_{откл} = 20 \text{ кА}$ $i_{а.ном} = 11,3 \text{ кА}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$ $I_{рmaxВЛ-2} = 528 \text{ А}$ $i_{yд} = 10,3 \text{ кА}$ $B_{к.} = 22,5 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{по} = 6,64 \text{ кА}$ $I_{пт} = 6,64 \text{ кА}$ $i_{ат} = 6,64 \text{ кА}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $i_{скв} \geq i_{yд}$ $B_{к.ном} \geq B_{к.}$ $I_{вкл} \geq I_{по}$ $I_{откл} \geq I_{пт}$ $i_{а.ном} \geq i_{ат}$
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$ $I_{номВЛ-3} = 630 \text{ А}$ $i_{скв} = 40 \text{ кА}$ $B_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{вкл} = 20 \text{ кА}$ $I_{откл} = 20 \text{ кА}$ $i_{а.ном} = 11,3 \text{ кА}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$ $I_{рmaxВЛ-3} = 501 \text{ А}$ $i_{yд} = 22,5 \text{ кА}$ $B_{к.} = 90,6 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{по} = 13,33 \text{ кА}$ $I_{пт} = 13,33 \text{ кА}$ $i_{ат} = 11,3 \text{ кА}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $i_{скв} \geq i_{yд}$ $B_{к.ном} \geq B_{к.}$ $I_{вкл} \geq I_{по}$ $I_{откл} \geq I_{пт}$ $i_{а.ном} \geq i_{ат}$
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$ $I_{номВЛ-4} = 630 \text{ А}$ $i_{скв} = 40 \text{ кА}$ $B_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{вкл} = 20 \text{ кА}$ $I_{откл} = 20 \text{ кА}$ $i_{а.ном} = 11,3 \text{ кА}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$ $I_{рmaxВЛ-4} = 193 \text{ А}$ $i_{yд} = 5,9 \text{ кА}$ $B_{к.} = 9 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{по} = 4,19 \text{ кА}$ $I_{пт} = 4,19 \text{ кА}$ $i_{ат} = 4,19 \text{ кА}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $i_{скв} \geq i_{yд}$ $B_{к.ном} \geq B_{к.}$ $I_{вкл} \geq I_{по}$ $I_{откл} \geq I_{пт}$ $i_{а.ном} \geq i_{ат}$
реклоузеры		

$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 630 \text{ А}$ $i_{скв} = 40 \text{ кА}$ $В_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{вкл} = 20 \text{ кА}$ $I_{откл} = 20 \text{ кА}$ $i_{а.ном} = 11,3 \text{ кА}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$ $I_{рmax} = 528 \text{ А}$ $I_{рmax} = 501 \text{ А}$ $i_{уд} = 10,3 \text{ кА}$ $В_{к.} = 90,6 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{по} = 13,33 \text{ кА}$ $I_{пт} = 13,33 \text{ кА}$ $i_{ат} = 11,3 \text{ кА}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $i_{скв} \geq i_{уд}$ $В_{к.ном} \geq В_{к.}$ $I_{вкл} \geq I_{по}$ $I_{откл} \geq I_{пт}$ $i_{а.ном} \geq i_{ат}$
---	--	---

По данным сравнения имеющиеся выключатели на ПС «Рябиновая» проверку проходят, выключатели в реклоузерах выбраны и проверены.

4.4 Выбор и проверка трансформаторов тока 6 кВ

На ПС «Рябиновая» установлены трансформаторы тока ТОЛ-10-21 У2. Так как срок их эксплуатации не вышел, то их необходимо проверить на случай роста нагрузки. В сети 6 кВ электроснабжения месторождения выбираем и проверяем ТОЛ-10-21 У2.

Проверка по нагрузке вторичной обмотки проводится по формуле, [17]:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (4.19)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока, Ом;

$Z_{2ном}$ – номинальная нагрузка вторичной обмотки трансформатора тока для обеспечения класса точности, Ом.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx r_2$. Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $r_{приб}$, соединительных проводов $r_{пр}$ и переходного сопротивления контактов $r_{к}$:

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_{конт}. \quad (4.20)$$

В качестве соединительных проводов применяют многожильные контрольные кабели с бумажной, резиновой, полихлорвиниловой или специальной теплостойкой оболочке. Согласно ПУЭ, по условию прочности сечение не должно быть меньше 4 мм^2 и для алюминиевых жил и $2,5 \text{ мм}^2$ для медных жил.

Предусмотрена установка счётчиков электроэнергии СОЭБ-2ПДР (РиМ) [26] для возможности создания АИИС КУЭ.

Данные по вторичной нагрузке сводим в таблицу 4.4.

Таблица 4.4 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, В*А, фазы		
		А	В	С
Амперметр	Э-335		0.5	
Счетчик АЭ и РЭ	СОЭБ-2ПДР	0.15		0.15
Ватметр	Д-335	0.5		0.5
Варметр	Д-335	0.5		0.5
Итого		1.15	0.5	1.15

Наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С.

Мощность вторичной обмотки $S_{2Н}=12.5$ ВА.

Определяем номинальное сопротивление вторичной обмотки:

$$Z_{2Н} = \frac{S_{2Н}}{I_2^2},$$

(4.21)

$$Z_{2Н} = \frac{12.5}{5^2} = 0.5 \text{ Ом.}$$

Общее сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2},$$

(4.22)

$$r_{приб} = \frac{1.15}{5^2} = 0.046 \text{ Ом.}$$

где $S_{ПРИБ}$ – мощность, потребляемая приборами;

I_2 – вторичный номинальный ток прибора, равный 5 А.

Выбираем провод сечением $q=4 \text{ мм}^2$ АКРВГ с алюминиевыми жилами и удельным сопротивлением $\rho=0,0283$. Длину проводов примем $l=10 \text{ м}$.

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{q}, \quad (4.23)$$

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 10}{4} = 0,07 \text{ Ом},$$

где $r_{\text{конт}}$ - сопротивление контактов ($r_{\text{конт}} = 0,1 \text{ Ом}$).

$$r_2 = 0,1 + 0,07 + 0,046 = 0,216 \text{ Ом}.$$

Проверку по термической устойчивости проводим для ВЛ-1 (питание КТП-6). по формуле:

$$B_{\text{кр}} = I_{\text{нок-1}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{сел}});$$

$$B_{\text{кр}} = 1,48^2 \cdot (0,01 + 1,5) = 3,3 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_{\text{к ном}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}};$$

$$B_{\text{к ном}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2\text{с};$$

Результаты проверки сведём в таблицу 4.5. Все трансформаторы тока подходят по условиям проверки.

Таблица 4.5 – Выбор и проверка трансформаторов тока 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия
вводные		
$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_H = 600 \text{ А}$	$I_P = 578 \text{ А}$	$I_H \geq I_{P\text{max}}$
$Z_{2H} = 0,4 \text{ Ом}$	$Z_{HP} = 0,216 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{HP}$
$B_{KH} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KP} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KH} \geq B_{KP}$
$I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$
	0,5	Класс точности
линейные		
$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_H = 150 \text{ А}$	$I_P = 127 \text{ А}$	$I_H \geq I_{P\text{max}}$
$I_H = 600 \text{ А}$	$I_P = 528 \text{ А}$	
$I_H = 600 \text{ А}$	$I_P = 501 \text{ А}$	
$I_H = 200 \text{ А}$	$I_P = 193 \text{ А}$	

$Z_{2H} = 0.4 \text{ Ом}$	$Z_{Hр} = 0.216 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{Hр}$
$B_{KH} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{Kр} = 90,6 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KH} \geq B_{Kр}$
$I_{дин} = 50 \text{ кА}$	$I_{уд} = 22,5 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$
	0,5	Класс точности
реклоузеры		
$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_H = 600 \text{ А}$	$I_P = 528 \text{ А}$	$I_H \geq I_{Pmax}$
$Z_{2H} = 0.4 \text{ Ом}$	$Z_{Hр} = 0.216 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{Hр}$
$B_{KH} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{Kр} = 90,6 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KH} \geq B_{Kр}$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 10,3 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$
	0,5	Класс точности

4.5 Проверка КРУ

Проверяется КРУ серии К-104 на ПС «Рябиновая» со встроенными вакуумными выключателями марки ВВ/Tel-10, [17].

КРУ К-104 предназначены для работы в электрических установках трёхфазного переменного тока частоты 50 Гц напряжением 6 и 10 кВ для систем с изолированной или заземлённой через дугогасящий реактор нейтралью.

КРУ К-104 также применяются в закрытых распределительных устройствах и электроустановках с частыми коммутационными операциями при наличии шкафов с вакуумными выключателями. Камеры КРУ К-104 изготавливаются для нужд народного хозяйства.

Параметры КРУ показаны в таблице 4.6, [17].

Таблица 4.6 - Основные параметры КРУ К-104

№	Наименование параметра	Значение
1.	Номинальное напряжение КРУ, кВ	6; 10
2.	Наибольшее рабочее напряжение КРУ, кВ	7,2; 12
3.	Номинальный ток главных цепей шкафов КРУ с вакуумным выключателем, А	630; 1000; 1600; 2000; 3150
4.	Номинальный ток сборных шин КРУ, А	1000; 1600; 2000; 3150
5.	Номинальные токи отключения выключателей КРУ, кА	20; 40
6.	Ток термической стойкости КРУ для промежутка времени 1с, кА	34,5; 54,5
7.	Ток термической стойкости КРУ для промежутка времени 3с, кА	20; 40
8.	Номинальный ток электродинамической стойкости главных цепей шкафа КРУ, кА	51; 81
9.	Номинальная мощность трансформаторов КРУ СН, кВА	До 40
10.	Величина тока холостого хода КРУ, отключаемая разъединяющими контактами выдвижных элементов, А	0,4 (10кВ); 0,6 (6кВ)

Проверку ячейки КРУ производят по следующим параметрам:

по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

по длительному току:

$$I_{ном} \leq I_{ном}, I_{мах} \leq I_{ном};$$

Проводится проверка по термической устойчивости линейной ячейки КРУ для ВЛ-1 (питание КТП-6):

$$B_{кр} = 1,48^2 \cdot (0,01 + 1,5) = 3,3 \text{ кА}^2\text{с};$$

где $t_{отк}$ - собственное время отключения выключателя, принимаем $t_{отк} = 0,01\text{с}$, с учётом ступени селективности $t_{сел} = 1,5\text{с}$, [17].

$$B_{кном} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 40 = 22,56 \text{ кА},$$

где β_n – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_n = 40\%$;

$I_{ном откл}$ – номинальный ток отключения.

Таблица 4.7 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при проверке ячеек КРУ К-104

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
1	2	3
вводные		
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1000 \text{ А}$ $i_{скв} = 40 \text{ кА}$ $B_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$ $i_{а.ном} = 11,3 \text{ кА}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$ $I_{рмах} = 578 \text{ А}$ $i_{уд} = 40 \text{ кА}$ $B_{к.} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$ $i_{ат} = 11,3 \text{ кА}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$ $I_{ном} \geq I_{рмах}$ $i_{скв} \geq i_{уд}$ $B_{к.ном} \geq B_{к.}$ $i_{а.ном} \geq i_{ат}$
линейные		

$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$ $I_{номВЛ-1} = 630 \text{ А}$ $i_{скв} = 40 \text{ кА}$ $B_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$ $i_{а.ном} = 11,3 \text{ кА}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$ $I_{рmaxВЛ-1} = 127 \text{ А}$ $i_{уд} = 2,1 \text{ кА}$ $B_{к.} = 3,3 \text{ кА}^2\text{с}$ $i_{ат} = 1,48 \text{ кА}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $i_{скв} \geq i_{уд}$ $B_{к.ном} \geq B_{к.}$ $i_{а.ном} \geq i_{ат}$
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$ $I_{номВЛ-2} = 630 \text{ А}$ $i_{скв} = 40 \text{ кА}$ $B_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$ $i_{а.ном} = 11,3 \text{ кА}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$ $I_{рmaxВЛ-2} = 528 \text{ А}$ $i_{уд} = 10,3 \text{ кА}$ $B_{к.} = 22,5 \text{ кА}^2\text{с}$ $i_{ат} = 6,64 \text{ кА}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $i_{скв} \geq i_{уд}$ $B_{к.ном} \geq B_{к.}$ $i_{а.ном} \geq i_{ат}$

Продолжение таблицы 4.7

1	2	3
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$ $I_{номВЛ-3} = 630 \text{ А}$ $i_{скв} = 40 \text{ кА}$ $B_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$ $i_{а.ном} = 11,3 \text{ кА}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$ $I_{рmaxВЛ-3} = 501 \text{ А}$ $i_{уд} = 22,5 \text{ кА}$ $B_{к.} = 90,6 \text{ кА}^2\text{с}$ $i_{ат} = 11,3 \text{ кА}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $i_{скв} \geq i_{уд}$ $B_{к.ном} \geq B_{к.}$ $i_{а.ном} \geq i_{ат}$
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$ $I_{номВЛ-4} = 630 \text{ А}$ $i_{скв} = 40 \text{ кА}$ $B_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$ $i_{а.ном} = 11,3 \text{ кА}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$ $I_{рmaxВЛ-4} = 193 \text{ А}$ $i_{уд} = 5,9 \text{ кА}$ $B_{к.} = 9 \text{ кА}^2\text{с}$ $i_{ат} = 4,19 \text{ кА}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $i_{скв} \geq i_{уд}$ $B_{к.ном} \geq B_{к.}$ $i_{а.ном} \geq i_{ат}$

По данным сравнения установленные ячейки КРУ подходят.

4.6 Выбор и проверка трансформаторов напряжения 6 кВ

Трансформаторы напряжения НАМИТ-6-1 УХЛ2 класс точности 0,5 выбираются аналогично трансформаторам тока. Вторичная нагрузка ТН измеряется в ВА:

$$S_{втор ТН} \leq S_{ном втор}, \quad (4.24)$$

где $S_{ном втор}$ – номинальная мощность вторичной обмотки, ВА;

$S_{втор ТН}$ - нагрузка подключенная ко вторичной обмотке, ВА.

Для упрощения расчетов нагрузку приборов можно не разделять по фазам:

$$S_{втор ТН} = \sqrt{P_{втор ТН}^2 + Q_{втор ТН}^2}, \quad (4.25)$$

$$S_{\text{втор ТН}} = \sqrt{24^2 + 46^2} = 52 \text{ ВА}.$$

Трансформаторы напряжения устанавливаются в отсеке КРУ совместно с ОПН для питания обмоток приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики.

Определяем расчетную нагрузку $S_{\text{втор ТН}}$ по таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Прибор	Марка	$P_{\text{ном}}$, ВА	$N_{\text{кат}}$	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	$P_{\text{втор ТН}}$, Вт	$Q_{\text{втор ТН}}$, ВА
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	2	-
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	3	-
Счетчик АЭ	СОЭБ-2ПДР	5 ВА	5	0.38	0.925	9,5	23
Счетчик РЭ	СОЭБ-2ПДР	5 ВА	5	0.38	0.925	9,5	23
Итого	-	-	-	-	-	24	46

Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Выбор и проварка трансформатора напряжения 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{\text{Н}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НТ}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НТ}} \geq U_{\text{Н}}$
$S_{\text{Р}} = 52 \text{ ВА}$	$S_{\text{Н}} = 75 \text{ ВА}$	$S_{\text{Н}} \geq S_{\text{Р}}$

На каждой секции шин выбранные ТН проходят проверку.

4.7 Выбор и проверка предохранителей для защиты ТН

Выбор предохранителей производится по напряжению установки и длительному току

$$I_{\text{ТН макс}} = \frac{S_{\text{ТН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (4.26)$$

$$I_{\text{ТН макс}} = \frac{75}{\sqrt{3} \cdot 10} = 4,3 \text{ А}.$$

Принимается предохранитель типа с током плавкой вставки 6А ПКТ101-6-6-20У1.

Проверяют осуществляется по отключающей способности, согласно таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Выбор предохранителей ТН

Справочные данные	Расчётные данные	Условия
РУНН ПС «Рябиновая»		
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 6 \text{ А}$ $I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{рmax} = 4,3 \text{ А}$ $I_{по} = 20 \text{ кА}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $I_{откл} \geq I_{по}$
реклоузеры		
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 6 \text{ А}$ $I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{рmax} = 4,3 \text{ А}$ $I_{по} = 13,33 \text{ кА}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $I_{откл} \geq I_{по}$

Данный тип предохранителя подходит.

4.8 Выбор и проверка изоляторов

Выбираем опорные изоляторы марки ОНШП-10-20 УХЛ1 с $F_{разр} = 3000 \text{ Н}$.

Проверяем изоляторы на механическую прочность при изгибе:

Допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \frac{i_{y0}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (4.27)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{22500^2 \cdot 0.9}{0.8} \cdot 10^{-7} = 99 \text{ Н},$$

где a - ширина полосы шины, для выбранного КРУ 0,8 м;

l - длина пролёта между осями опорных изоляторов, должна быть меньше 1,7 м условия недопустимости резонанса, в выбранном типе КРУ расстояние 0,9 м.

Допустимая нагрузка на головку изолятора определяется как:

$$F_{доп} = 0.6 \cdot F_{разр},$$

$$F_{доп} = 0.6 \cdot 3000 = 1800 \text{ Н}.$$

Таблица 4.11 – Выбор и проверка опорных изоляторов

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$F_{расч} = 99 \text{ Н}$	$F_{доп} = 1800 \text{ Н}$	$F_{доп} \geq F_{расч}$

Выбранные тип изоляторов проверку проходит.

4.9 Выбор и проверка токоведущих частей КРУ

Сборные шины и ответвления от них к электрическим аппаратам (ошиновка) 6 –10 кВ из проводников прямоугольного или коробчатого профиля крепятся на опорных полимерных изоляторах. Шинодержатели, с помощью которых шины закреплены на изоляторах, допускают продольное смещение шин.

В РУ 6 кВ применяется жёсткая ошиновка, рисунок 4.3.

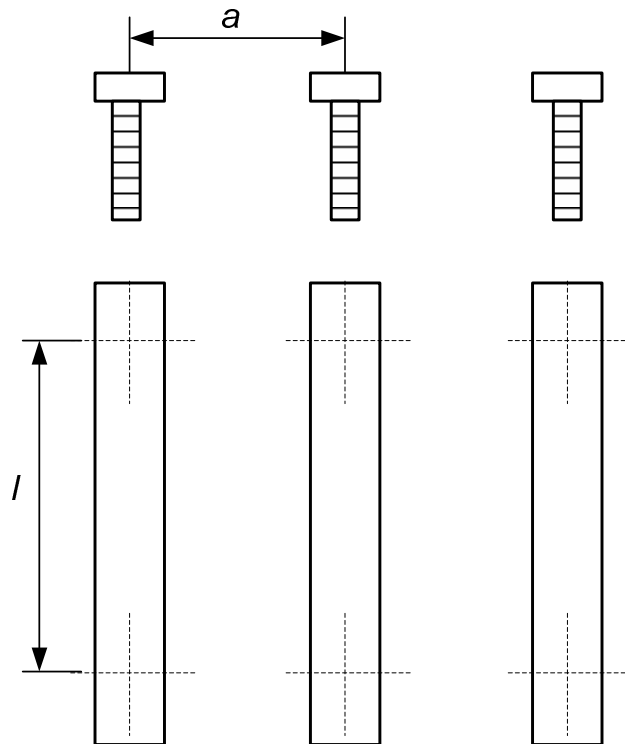


Рисунок 4.3 - Расположение шин

Выбираем сечение шин по допустимому току. Принимаем однополюсные алюминиевые шины прямоугольного сечения $60 \times 10 \text{ мм}^2$, марки АДО - из алюминиевого сплава, закаленные и естественно состаренные; $I_{дон} = 1025 \text{ А}$.

По условию нагрева в продолжительном режиме шины проходят:

$$I_{\max} = 578 \text{ А} \leq I_{дон} = 1025.$$

Проверка на термическую стойкость:

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{Bk}}{C}, \tag{4.28}$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{90,6 \cdot 10^6}}{91} = 105 \text{ мм}^2$$

Определяется пролёт l при условии, что частота собственных колебаний будет больше 200 Гц:

$$l^2 \leq \frac{173.2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad l \leq 1,2 \text{ м.} \quad (4.29)$$

где l - длина пролёта между осями опорных изоляторов, должна быть меньше 1,2 м условия недопустимости резонанса, в выбранном типе КРУ расстояние 0,9 м;

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12} - \text{момент инерции шины};$$

$$J = \frac{0.8 \cdot 6^3}{12} = 14.4 \text{ см}^4$$

q - поперечное сечение шины, равное 600 мм².

Механический расчет однополосных шин:

Напряжение в материале шины при воздействии изгибающего момента:

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2 \cdot l^2}{W \cdot a}, \quad (4.30)$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{22500^2 \cdot 0.9^2}{0.64 \cdot 0.45} = 25 \text{ МПа},$$

где $W = \frac{0.8^2 \cdot 6}{6} = 0.64$ - момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, см³,

a - расстояние между фазами, для выбранной КРУ равно 0,45 м ;

l - длина пролета между опорными изоляторами, м.

Шины механически прочны, если $\sigma_{\text{расч}} < \sigma_{\text{доп}}$, т. е. $25 < 75$ МПа, а также $\sigma_{\text{доп}} \leq 0.7 \sigma_{\text{разр}}$, т. е. $25 \leq 0.7 \cdot 130 = 91$. Условия механической прочности соблюдены.

Таблица 4.12 – Выбор жёстких шин 10 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$I_{\text{max}} = 578 \text{ А}$	$I_{\text{доп}} = 1025 \text{ А}$	$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{max}}$
$\sigma_{\text{расч}} = 25 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{расч}}$

$q_{\min} = 105 \text{ мм}^2$	$q=600 \text{ мм}^2$	$q \geq q_{\min}$
-------------------------------	----------------------	-------------------

4.10 Выбор и проверка оборудования 6 кВ ТП

4.10.1 Выбор и проверка предохранителей 6 кВ ТП

Для защиты трансформаторов 6 кВ от токов КЗ со стороны ВН применяются кварцевые предохранители ПК. Выбор проводится по формуле для КТП-6:

$$I_{РАСЧ} = \frac{S_{тр\ ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (4.31)$$

$$I_{РАСЧ} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 6} = 154 \text{ А},$$

где $S_{тр\ ном}$ - ранее выбранная мощность трансформатора, кВА;

$U_{ном}$ - номинальное напряжение ВН, 6 кВ.

Выбирается предохранитель марки ПК4-160-6У3 на ток 160 А, [17].

Результаты выбора для остальных ТП сведём в таблицу 4.13.

Таблица 4.13 – Выбор предохранителей 6 кВ

№ ТП	$S_{тр\ ном}$, кВА	$I_{РАСЧ}$, А	$I_{номПР}$, А	$I_{вст}$, А	Тип предохранителя
1	2	3	4	5	6
ТП-1	1600	154	160	80	ПК4– 6У3

Продолжение таблицы 4.13

1	2	3	4	5	6
КТП-1	630	61	160	80	ПК4– 6У3
КТП-2	1600	154	160	160	ПК4– 6У3
КТП-3	250	24	160	50	ПК4– 6У3
КТП-4.1	3150	303	400	400	ПК4– 6У3
КТП-4.2	2500	241	400	250	ПК4– 6У3
КТП-5.1	2500	241	400	250	ПК4– 6У3
КТП-5.2	2500	241	400	250	ПК4– 6У3
КТП-6	1600	154	160	80	ПК4– 6У3
КТП-7	400	39	160	50	ПК4– 6У3

4.10.2 Выбор и проверка выключателей нагрузки 6 кВ ТП

Защита трансформаторов от токов КЗ осуществляется выключателями нагрузки ВМП-16 в состав которых входят ранее выбранные предохранители ПК. Для выключателя нагрузки ВМП-16 предусмотрено применение привода типа ПРА-17 (привод ручной автоматический).

Выбор проводится по расчётному току выключателя нагрузки, проверка проводится по термической стойкости для КТП-6:

$$B_{к\ расч} = I_{ПО}^{(3)2} \cdot (t_{отк} + \Delta t),$$

$$B_{кР} = 1,48^2 \cdot (0,01 + 1,5) = 3,3,$$

$$B_{к\ ном} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм},$$

$$B_{к\ ном} = 20^2 \cdot 4 = 1600,$$

где $t_{отк}$ - собственное время отключения выключателя 0,01с;

Δt - ступень селективности по магистрали, увеличивается от головного участка магистрали на 0,5 с.

Проверка по электродинамической стойкости:

$$I_{уд} \leq I_{дин},$$

2,1 ≤ 40 - выключатель проверку проходит.

Выключатель проходит по всем условиям проверки. По остальным ТП результаты проверки сводим в таблицу 4.14.

Таблица 4.14 –Выключатели нагрузки

№ ТП	$I_{РАСЧ}$, А	I_H , А	$B_{к\ расч}$, кА ² с	$B_{к\ ном}$, кА ² с	$I_{уд}$, кА	$I_{дин}$, кА
ТП-1	154	400	1,1	1600	2,1	40
КТП-1	61	400	22,5	1600	10,3	40
КТП-2	154	400	90,6	1600	22,5	40

КТП-3	24	400	121,7	1600	17,3	40
КТП-4.1	303	400	116,0	1600	13,2	40
КТП-4.2	241	400	9,0	1600	5,9	40
КТП-5.1	241	400	16,7	1600	8,3	40
КТП-5.2	241	400	27,0	1600	7,5	40
КТП-6	154	400	14,9	1600	8,2	40
КТП-7	39	400	17,4	1600	6,2	40

Для всех ТП выключатели выбраны правильно.

4.11 Оценка целесообразности компенсации емкостных токов замыкания на землю

Замыкания на землю токоведущих частей электроустановок является преобладающим видом повреждений в сетях всех напряжений. В распределительных сетях 6 –35 кВ эти повреждения составляют не менее 75 % от общего числа повреждений, [27].

Для инженерной оценки величины ёмкостного тока сети с погрешностью 10% рекомендуется пользоваться выражением:

$$I_c = \frac{U_H \cdot L_{ВЛ}}{110}; \quad (4.32)$$

где U_H – номинальное напряжение сети, кВ;

$L_{ВЛ}$ – суммарная длина воздушных линий, км.

Произведём расчёт ёмкостного тока сети:

$$I_c = \frac{6 \cdot 21,1}{110} = 1,15 \text{ А.}$$

Компенсация емкостного тока замыкания на землю должна применяться при следующих значениях этого тока в нормальных режимах:

В сетях напряжением 10(6) – 20 кВ, имеющих железобетонные и металлические опоры на воздушных линиях электропередачи, и во всех сетях напряжением 35 кВ – более 10 А.

Так как рассчитанные значения емкостного тока замыкания на землю не превышают допустимые ПУЭ величины для сети 6 кВ, то установка дугогасящего реактора не требуется.

4.12 Разработка защиты ВЛЗ

При выполнении релейной защиты и устройств автоматики для распределительных сетей карьера «Рябиновый» предусматривается использование простейших средств с минимальным количеством используемой аппаратуры. Для защиты трансформаторов со стороны 10 кВ тоже используют плавкие предохранители.

Для защиты питающих и распределительных линий 10 кВ подавляющее применение находит максимальная токовая защита, выполняемая на переменном оперативном токе. Защита, имеющая ограниченно зависимую характеристику выдержки времени, осуществляется, как правило в двухфазном исполнении с использованием одного действия или вторичных реле индукционного типа.

Для линий в сетях напряжением 10 кВ должны предусматриваться устройства релейной защиты, действующие на отключение линии при многофазных КЗ, а также устройства защиты при однофазных замыканиях на землю, действующие либо на сигнал, либо на отключение. Защиту от многофазных КЗ выполняют в двухфазном исполнении и включают во всей сети в одни и те же фазы (обычно А и С) для обеспечения отключения в большинстве случаев двойных замыканий на землю только одного места повреждения, [28].

Основным видом релейной защиты в электрических сетях является максимальная токовая защита (МТЗ), срабатывающая от резкого увеличения тока цепи при КЗ или перегрузках. Пусковым органом МТЗ является реле максимального тока и реле времени, обеспечивающие выдержку времени срабатывания МТЗ.

Токовой отсечкой (ТО) называется защита с ограниченной зоной действия, имеющая в большинстве случаев реле мгновенного действия. Токовая отсечка выполняется по схеме МТЗ, но без реле времени. Селективность действия ТО обеспечивается не выдержкой времени, а ограничением зоны ее действия. При сочетании ТО с МТЗ получается токовая защита со ступенчатой характеристикой времени срабатывания. Первой ступенью является ТО, которая в пределах своей зоны действия является мгновенной защитой. Второй ступенью является МТЗ, действующая на отключение цепи с заданной задержкой времени.

Для примера рассчитаем защиту линии, питающей КТП-6 с использованием блоков микропроцессорной защиты «Сириус – 2Л».

$$\text{Коэффициент трансформации трансформатора тока } n_T = \frac{150}{5} = 30.$$

4.13 Токовая отсечка без выдержки времени

Первичный ток срабатывания токовой отсечки:

$$I_{с.з.} = k_n \cdot I_{к.мах}^{(3)}, \quad (4.33)$$

$$I_{с.з.} = 1,1 \cdot 1,48 = 1,63,$$

где k_n – коэффициент надежности, принимаемый равным 1,1;

$I_{к.мах}^{(3)}$ – максимальный ток в фазе линии при КЗ на шинах противоположной ТП.

Проверяем чувствительность защиты:

$$K_{\psi} = \frac{I_{КЗ}^{(2)}}{I_{с.з.}}, \quad (4.34)$$

$$K_{\psi} = \frac{1,63}{1,29} = 0,8 \leq 2,$$

где $I_{КЗ}^{(2)}$ – значение тока КЗ, протекающего через место установки защиты при двухфазном КЗ в конце основной зоны защиты

Так как чувствительность отсечки без выдержки времени недостаточна, то целесообразно установить отсечку с выдержкой времени (вторая ступень защиты).

Вторичный ток срабатывания ТО:

$$I_{c.p.} = k_{CX} \frac{I_{c.з.}}{n_T}, \quad (4.35)$$

$$I_{c.p.} = 1 \cdot \frac{1630}{30} = 54,3 \text{ A}.$$

Выдержка времени ТО:

$$t_{c.з.} \approx 0,5 \text{ с}.$$

Для остальных линий результаты расчёта релейной защиты сведём в таблицу 4.15.

Таблица 4.15 – Расчёт токовой отсечки

Линия	I _{(3)по} , кА	I _{(2)по} , кА	I _{вл} , А	I _{н тт} , А	Токовая отсечка			
					I _{с.з.} кА	n _T	I _{с.р.} А	K _ч (больше 2)
КТП-6	1,48	1,29	127	150	1,63	30	54,3	0,80
КТП-7	6,64	5,77	528	600	7,30	120	60,8	0,80
КТП-1-2-3	13,33	7,63	501	600	14,66	120	122,2	0,50
ТП-1	4,19	3,65	193	200	4,61	40	115,2	0,80
КТП-5.1-5.2	5,72	4,50	501	600	6,29	120	52,4	0,70
КТП-4.1-4.2	5,41	3,61	528	600	5,95	120	49,6	0,60

4.14 Максимальная токовая защита линий

Ток срабатывания защиты определяется по выражению, кА:

$$I_{c.з.} = I_{раб.} \cdot k_H \cdot k_{c.з.} / k_{в} \quad (4.36)$$

где k_H – коэффициент надежности, $k_H = 1,1$;
 $k_{с.з.}$ – коэффициент запуска двигателей, принимаемый равным 1;
 $k_в$ – коэффициент возврата, $k_в = 0,95$;
 $I_{раб.}$ – максимальный рабочий ток защищаемой линии, А.

Первичный ток срабатывания МТЗ равен, кА:

$$I_{с.з.} = 0,29 \cdot 1,1 \cdot 1 / 0,95 = 0,336.$$

Ток срабатывания реле определяется по выражению, А:

$$I_{с.р.} = I_{с.з.} \cdot k_{сх} / n_T, \quad (4.37)$$

где $k_{сх}$ – коэффициент схемы, $k_{сх} = 1$;

Ток срабатывания реле равен, А:

$$I_{с.р.} = I_{с.з.} \cdot k_{сх} / n_T,$$

$$I_{с.р.} = 336 \cdot 1 / 30 = 11,2.$$

Чувствительность защиты определяется по выражению:

$$K_{ч} = \frac{I_{ПО\ макс}^{(2)}}{I_{ср\ МТЗ}}, \quad (4.38)$$

$$K_{ч} = \frac{1290}{336} = 3,8.$$

Выдержка времени МТЗ определяется с учетом времени срабатывания реле и ступени селективности $\Delta t = 0,5$ с.

Таким образом время срабатывания защиты определяется по выражению, с:

$$t_{c.з.} = t_{p.з.} + \Delta t ,$$

$$t_{c.з.} = 0,025 + 0,5 = 0,525$$

Реле при данной ступени защиты сработает через 0,525 с. после возникновения КЗ.

Для остальных линий результаты расчёта релейной защиты сведём в таблицу 4.16.

Таблица 4.16 – Расчёт МТЗ

Линия	I _{(3)по} , кА	I _{(2)по} , кА	I _{вл} , А	I _{н тт} , А	МТЗ		
					I _{с.з.} кА	I _{с.р.} А	K _ч (больше 1,5)
КТП-6	1,48	1,29	127	150	0,336	11,19	3,8
КТП-7	6,64	5,77	528	600	0,721	6,01	8,0
КТП-1-2-3	13,33	7,63	501	600	0,611	5,09	12,5
ТП-1	4,19	3,65	193	200	0,273	6,83	13,3
КТП-5.1-5.2	5,72	4,50	501	600	0,611	5,09	7,4
КТП-4.1-4.2	5,41	3,61	528	600	0,721	6,01	5,0

4.15 Защита от однофазных замыканий на землю

В сетях 10 кВ такая защита выполняется в виде: селективной токовой защиты, действующей на сигнал; селективной токовой защиты, действующей на отключение, если это необходимо по требованиям безопасности; устройства контроля изоляции.

Ток срабатывания защиты определяется по заданному коэффициенту чувствительности, который для ВЛЭП равен 1,5 по выражению, А:

$$I_{с.з.} = I_{ТНП.повр.л} / k_{ч} \tag{4.39}$$

где $I_{ТНП.повр.л}$ – ток, протекающий через трансформатор тока нулевой последовательности, в сетях с изолированной нейтралью определяется по формуле, А:

$$I_{ГНП.повр.л} = I_{ЗНЗ} - I_{повр.л} , \quad (4.40)$$

где $I_{ЗНЗ}$ – суммарный емкостной ток сети, $I_{ЗНЗ} = 1,15$ А.

$I_{повр.л}$ – ток замыкания на землю линии на которую установлена защита.

Ток замыкания на землю линии КТП-6 равен, А:

$$I_{повр.л} = \frac{6 \cdot 4,2}{110} = 0,38 .$$

Ток, протекающий через трансформатор тока нулевой последовательности, равен, А:

$$I_{ГНП.повр.л} = 1,15 - 0,38 = 0,77 .$$

Ток срабатывания защиты равен, А:

$$I_{с.з.} = 0,77 / 1,5 = 0,5 .$$

Для остальных линий результаты расчёта релейной защиты сведём в таблицу 4.17.

Таблица 4.17 – Расчёт ЗНЗ

Линия	ЗНЗ		
	$I_{повр.л}$, А	$I_{ГНП.повр.л}$, А	$I_{с.з.}$, А
1	2	3	4
КТП-6	0,38	0,77	0,5

Продолжение таблицы 4.17

1	2	3	4
КТП-7	0,24	0,91	0,6
КТП-1-2-3	0,11	1,04	0,7
ТП-1	0,09	1,06	0,7

КТП-5.1-5.2	0,24	0,91	0,6
КТП-4.1-4.2	0,42	0,73	0,5

4.16 Устройства автоматического включения резерва

Устройства автоматического включения резерва (АВР) быстро восстанавливают электроснабжение потребителей при отключении рабочего источника питания, [29].

Выбираем напряжение срабатывания пусковых реле на стороне 10 кВ:

$$U_{с.з.}=(0,25\div 0,40)\cdot U_{ном} \quad (4.41)$$

$$U_{с.з.}=0,4\cdot 6000=240 \text{ В.}$$

Выдержка времени АВР $t_{АВР} = 0,6 + 0,5 = 1,1$ с отстроена от наибольшего времени срабатывания защит отходящих от шин присоединений (от МТЗ). Выдержка времени АВР выбрана таким образом, чтобы обеспечить недействие устройства при кратковременном исчезновении или снижении напряжения на резервируемом элементе из-за возникновения КЗ в сети, до отключения этих повреждений.

Выбираем напряжение срабатывания пусковых реле на стороне 0,4 кВ каждой ТП:

$$U_{с.з.}=0,4\cdot 400=160 \text{ В.}$$

Выводы по главе:

По рассчитанным токам КЗ проведена проверка основного электросетевого оборудования на напряжении 6 кВ под предлагаемый вариант модернизации системы электроснабжения карьера «Рябиновый». Выбраны уставки срабатывания средств микропроцессорной защиты и автоматики. Проведена оценка

необходимости компенсации емкостных токов замыкания на землю и компенсации реактивной мощности на ПС «Рябиновая, согласно расчётам, данных мероприятий проводить не требуется.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В представленной магистерской диссертации проведена реконструкция изношенных сетей 6 кВ карьера «Рябиновый» для улучшения качества электро-снабжения и минимизации потерь в сетях. Основными критериями при рекон-струкции являются техническая применимость и экономичность работы.

Выбор оптимального варианта электроснабжения карьера «Рябиновый» осуществлялся по приведенным годовым затратам на проектируемую сеть по-сле выбора сечений проводников сети, коммутационной аппаратуры. По току КЗ проверены сечения проводников сети и защитной коммутационной аппара-туры для принятого варианта электроснабжения. Выбраны уставки средств РЗА. Рассчитана надежность сети 10 кВ аналитическим методом. Окупаемость вложений в реконструкцию сетей составляет 7 лет при расчёте методом чистого дисконтированного дохода.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. URL: <http://seligdar.ru/geography/gold-division/grk-rybinovy/> (дата об-ращения 05.06.2018)

2. Аудит ресурсов и запасов золоторудного месторождения Рябиновое
URL: <http://seligdar.ru/post/13531/> (дата обращения 05.06.2018)
3. Карапетян И.Г., Файбисович Д.Л., Шапиро И.М. Справочник по проектированию электрических сетей Под ред. Файбисовича Д.Л. - 4-е издание. - М.: изд-во НЦ ЭНАС, 2012. - 376 стр.
4. Письмо Минстроя России от 4 апреля 2018 г. № 13606-ХМ/09 «О рекомендуемой величине прогнозных индексов изменения сметной стоимости строительства в I квартале 2018 года, в том числе величине прогнозных индексов изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ, прогнозных индексов изменения сметной стоимости пусконаладочных работ, прогнозных индексов изменения сметной стоимости проектных и изыскательских работ, прогнозных индексов изменения сметной стоимости прочих работ и затрат, а также величине прогнозных индексов изменения сметной стоимости оборудования»
5. URL: http://ru-tehnika.com/catalog/310_kvт_640/600_kvт/ (дата обращения 05.06.2018)
6. URL: <http://integral-russia.ru/2017/07/18/v-yakutii-zapushhenosovremennoe-zolotoizvlekatelnoe-predpriyatie-na-baze-gok-ryabinovuj/> (дата обращения 05.06.2018)
7. Киреева Э.А., Цырук С.А. Электроснабжение жилых и общественных зданий. – М.:НТФ «Энергопресс», 2005. – 96 с.; ил.
8. Киреева Э.А., Юнес Т., Айюби М. Автоматизация и экономия электроэнергии в системах промышленного электроснабжения. Справочные материалы и примеры расчетов. М.: Энергоатомиздат, 2008. - 320 с.: ил.
9. Порядок расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии. Утвержден приказом Минэнерго России от 23 июня 2015 г. № 380.
10. URL: <http://www.ensh.ru/catalog/conders/> (дата обращения 05.06.2018)

11. URL: <http://www.transform.ru/articles/html/06exploitation/exp100015>
8.article (дата обращения 05.06.2018)
12. URL: <http://www.cztt.ru/TLS.html> (дата обращения 05.06.2018)
13. Постановление №734 от 26 декабря 2017г. Государственный комитет по ценовой политике Республики Саха (Якутия) «Об установлении тарифа для организаций, оказывающих услуги по передаче электрической энергии, приобретающих её в качестве компенсации потерь в электрических сетях у гарантирующего поставщика электрической энергии ПАО Якутскэнерго на 2018 год»
14. URL: <http://transformator-energum.ru/tsz/tsz-250-6-0-4-783.html> (дата обращения 05.06.2018)
15. Воротницкий В. Э. Потери электроэнергии в электрических сетях: анализ и опыт снижения. — М.: НТФ "Энергопрогресс", 2006. — 104 е.; ил. [Библиотечка электротехника, приложение к журналу "Энергетик"; Вып. 4 (88)].
16. ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Межгосударственный стандарт. Electric energy. Electromagnetic compatibility of technical equipment. Power quality limits in the public power supply systems
17. URL: <http://www.tavrida.ru>(дата обращения 15.05.2018)
18. URL: <http://www.sipkabel.ru/katalog/provod-sip-3.html> (дата обращения 10.06.2018)
19. URL: https://blagoveschensk.cable.ru/cable/group-sip_3.php?utm_campaign=search_Provoda_Obschee_Rossiya_Poisk_1_27454378&utm_medium=cpc&utm_source=yandex&utm_term=%D0%A1%D0%98%D0%9F%20%D0%B3%D0%BE%D0%B2%D0%B5%D1%89%D0%B5%D0%BD%D1%81%D0%BA%3A%2077%3A%20desktop%20%2F%2F%20ADV%3A%20%3A%20%2F%2F%20DETAIL%3D%20premium%3A%20%20%2F%2F%20no%3A%20none%3A%20%3A%20main&_openstat=ZGlyZWN0LnIhbmR

leC5ydTsyNzQ1NDM3ODs0MjE2NTQ1OTg5O3lhbmRleC5ydTrwcmVtaXVt&yclid=2650127365111290004#tab_elements (дата обращения 10.06.2018)

20. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (вторая ред.)/Мин. экономики РФ, Мин. финансов РФ, Г К по р-ву, архит. и жил. политике; рук. авт. коллект. Косов В.В., Лившиц В.Н., Шахназаров А.Г. ~М.: ОАО «НПО»; Экономика, 2010.-421 с.

21. Савина Н.В. Теория надежности в электроэнергетике: Учебное пособие. - Амурский гос. ун-т. 2007.

22. Постановление от 26.12.2017г. №728/1 Государственного комитета по ценовой политике – Региональной энергетической комиссии Республики Саха (Якутия) «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии на территории Республики Саха (Якутия) на 2018 год»

23. URL: <http://cbrf.ru/php#vr> (дата обращения 05.06.2018)

24. Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования РД 153-34.0-20.527-98. Утв. Департаментом стратегии развития и научно-технической политики 23.03.1998 г.

25. Руководящие материалы по проектированию распределительных электрических сетей 2009 №4. Москва, ОАО ФСК ЕЭС, 2009. - 92 стр.

26. URL: <http://zao-rim.ru/> (дата обращения 08.06.2018)

27. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений. С.-П.: Издательство ПЭИПК,1999.

28. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография. М.А. Шабад. - СПб.: ПЭИПК, 2013. - 4-е изд., перераб. и доп. - 350 стр.. ил.

29. Беляков Ю.П. Козлов А.Н. Мясоедов Ю.В. Релейная защита и автоматка электрических систем: Учебное пособие. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2004.– 132 с.