

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего профессионального образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал ФГАОУ ВО  
«Сибирский федеральный университет»

институт

«Электроэнергетика»

кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой

Г.Н. Чистяков

подпись

инициалы, фамилия

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

код – наименование направления

Реконструкция схемы электроснабжения добычного участка ООО «СУЭК –  
Хакасия» разреза «Черногорский»

тема

Руководитель \_\_\_\_\_  
подпись, дата

доцент, к.т.н.  
должность, ученая степень

Е. В. Платонова  
инициалы, фамилия

Выпускник \_\_\_\_\_  
подпись, дата

Ступин И. В.  
инициалы, фамилия

Нормоконтролер \_\_\_\_\_  
подпись, дата

И.А. Кычакова  
инициалы, фамилия

Абакан 2020

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт –  
филиал ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет»  
институт

«Электроэнергетика»  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ Г.Н. Чистяков

подпись                      инициалы, фамилия

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2020 г.

**ЗАДАНИЕ**  
**НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ**  
**в форме бакалаврской работы**

Студенту Ступину Ивану Витальевичу

(фамилия, имя, отчество)

Группа ЗХЭн 15-01 (з-15)

Специальность 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код)

(наименование)

Тема выпускной квалификационной работы Реконструкция схемы электроснабжения добычного участка ООО «СУЭК – Хакасия» разреза «Черногорский»

Утверждена приказом по институту № 306 от 03.06.2020

Руководитель ВКР Платонова Е. В., доцент кафедры «Электроэнергетика»

(инициалы, фамилия, должность и место работы)

Исходные данные для дипломного ВКР план добычного участка с расположением электрооборудования, ведомость электропотребителей.

Перечень разделов дипломного проекта:

Введение

1 Теоретическая часть

1.1 Особенности электроснабжения и построения схем электропитания угольных разрезов

1.2 Методы расчета электрических нагрузок участков угольных разрезов

2 Аналитическая часть. Характеристика объекта

2.1 Характеристика разреза «Черногорский» и добычного участка

2.2 Характеристика действующей системы электроснабжения

2.3 Причины реконструкции системы электроснабжения добычного участка

3 Практическая часть. Проект системы электроснабжения добычного участка разреза «Черногорский»

3.1 Расчет электрического освещения добычного участка и автодорог

3.2 Расчет электрических нагрузок и выбор трансформаторных подстанций

3.3 Выбор сечений высоковольтных проводников

3.4 Выбор сечений низковольтных проводников

3.5 Проверка успешности запуска наиболее мощных двигателей

3.6 Расчет токов короткого замыкания в высоковольтных сетях

3.7 Выбор электрооборудования для электроустановок высокого напряжения

3.8 Расчет молниезащиты подстанции ПКТП-35/6 кВ

3.9 Расчет защитного заземления

Заключение

Список использованных источников

Перечень обязательных листов графической части

1 План горных работ добычного участка разреза «Черногорский»

2 Схема нормального режима работы системы электроснабжения добычного участка разреза "Черногорский"

3 Схема замещения для расчета токов короткого замыкания

Руководитель ВКР

/ Е. В. Платонова

(подпись, инициалы и фамилия)

Задание принял к исполнению

/

(подпись, инициалы и фамилия студента)

25 февраля 2020 г.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Реконструкция системы электроснабжения добычного участка разреза «Черногорский»» содержит 75 страницы текстового документа, 25 использованных источников, 3 листа графического материала, приложений нет.

**УГОЛЬНЫЙ РАЗРЕЗ, ДОБЫЧНОЙ УЧАСТОК, ЭКСКАВАТОР, ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ, ОСВЕЩЕНИЕ, ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ, ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.**

Объект реконструкции – добычной участок разреза «Черногорский».

Основной целью реконструкции схемы электроснабжения является обеспечение электроэнергией надлежащего качества с учетом возможности роста электропотребления с учетом меняющейся географии добычных работ, а также обновлением парка экскаваторов. Основная задача – реконструировать схему электроснабжения таким образом, чтобы она соответствовала современным требованиям безопасности, надежности и экономичности.

В процессе проектирования были рассчитаны электрические нагрузки добычного участка, после чего была спроектирована схема электроснабжения добычного участка разреза «Черногорский». Для схемы электроснабжения были выбраны удовлетворяющие всем техническим требованиям сечения воздушных линий, кабелей и аппараты защиты. Проверка оборудования по токам короткого замыкания показала правильность выбора аппаратов защиты. В результате реконструкции разработана система электроснабжения добычного участка разреза «Черногорский», соответствующая всем современным требованиям.

## **THE ABSTRACT**

The final qualification work on the topic “Reconstruction of the power supply system of the mining site of the Chernogorsky open pit” contains 73 pages of a text document, 25 sources used, 3 sheets of graphic material, no appendices.

**COAL SECTION, EXPLOSION AREA, EXCAVATOR, ELECTRIC LOADS, LIGHTING, SELECTION OF EQUIPMENT, CHECK OF EQUIPMENT, SHORT CIRCUIT CURRENT.**

The object of reconstruction is the mining section of the Chernogorsky open pit.

The main purpose of the reconstruction of the power supply scheme is to provide electricity of good quality, taking into account the possibility of an increase in electricity consumption, taking into account the changing geography of mining operations, as well as updating the fleet of excavators. The main task is to reconstruct the power supply scheme in such a way that it meets the modern requirements of safety, reliability and efficiency.

During the design process, the electrical loads of the production site were calculated, after which the power supply scheme for the production site of the Chernogorsky open pit was designed. For the power supply scheme, cross-section of overhead lines, cables and protection devices meeting all the technical requirements were selected. Checking equipment for short-circuit currents showed the correct choice of protection devices. As a result of the reconstruction, a power supply system for the mining site of the Chernogorsky open pit was developed that meets all modern requirements.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	7
1 Теоретическая часть.....	9
1.1 Особенности электроснабжения и построения схем электропитания угольных разрезов.....	9
1.2 Методы расчета электрических нагрузок участков угольных разрезов	11
2 Аналитическая часть. Характеристика объекта.....	14
2.1 Характеристика разреза «Черногорский» и добычного участка.....	14
2.2 Характеристика действующей системы электроснабжения.....	14
2.3 Причины реконструкции системы электроснабжения добычного участка.....	16
3 Практическая часть. Проект системы электроснабжения добычного участка разреза «Черногорский».....	18
3.1 Расчет электрического освещения добычного участка и автодорог.....	18
3.2 Расчет электрических нагрузок и выбор трансформаторных подстанций.....	20
3.3 Выбор сечений высоковольтных проводников.....	23
3.4 Выбор сечений низковольтных проводников.....	45
3.5 Проверка успешности запуска наиболее мощных двигателей.....	46
3.6 Расчет токов короткого замыкания в высоковольтных сетях.....	48
3.7 Выбор электрооборудования для электроустановок высокого напряжения.....	63
3.8 Расчет молниезащиты подстанции ПКТП-35/6 кВ.....	69
3.9 Расчет защитного заземления.....	70
Заключение.....	72
Список использованных источников.....	73

## ВВЕДЕНИЕ

Естественно с развитием и модернизацией технологии открытой обработки месторождений полезных ископаемых меняли свои системы электрификация и автоматизация открытых горных разработок. Рост мощности горного оборудования вызвал необходимость перехода на более высокое напряжение, внедрения передвижных подстанций, негорючих экранированных кабелей, приключательных пунктов, системы опережающего отключения и автоматической газовой защиты.

В общем расходе электроэнергии угольных предприятий имеется постоянная составляющая, которая определяется работой установок и не связана напрямую с процессом угледобычи. Удельный вес этой составляющей в общих расходах электроэнергии в среднем по отрасли находится на уровне 70%.

Энергетические обследования угольных предприятий показывают, что в условиях действующей технологии, во всех звеньях производства имеются значительные резервы экономии энергии.

Исследования различных ученых показывают, что существует реальная перспектива повышения уровня электрификации различных производственных и непроизводственных объектов. Многообразие факторов, которые необходимо учитывать при проектировании электроснабжения предприятий разных отраслей промышленности, повышает требования к разрабатываемым схемам и оборудованию в плане надежности, безопасности, удобству эксплуатации и экономичности.

Система электроснабжения является одной из ключевых систем различных промышленных предприятий. Она предназначена для обеспечения электропитания различного оборудования – высоковольтных и низковольтных агрегатов и установок, потребляющих электроэнергию.

Общей чертой систем электроснабжения промышленных предприятий можно считать их систему распределения электроэнергии, которая транспортирует этот вид энергоресурса к потребителям. Такие системы нашли широкое применение на различных заводах по причинам целесообразности их внедрения на практике, которые зависят, в свою очередь, от категории отдельных цехов, корпусов, их отдельных агрегатов и установок.

Реконструкция схем электроснабжения актуальна не только в решении проблемы надежного и бесперебойного электроснабжения угольных разрезов и карьеров, а также подобные технологические и конструктивные решения могут быть применены для проектирования электроснабжения и реконструкции схем питания электроэнергией различных угольных предприятий России, занимающихся открытой разработкой.

Объект исследования – добычный участок разреза «Черногорский».

Предмет исследования – система электроснабжения добычного участка разреза «Черногорский».

Цель ВКР – реконструкция системы электроснабжения добычного участка разреза «Черногорский».

Задачи ВКР следующие:

- 1) дать общие сведения о добычном участке разреза;
- 2) произвести расчет электрических нагрузок участка разреза;
- 3) выбрать трансформаторы на подстанциях и трансформатор ГПП;
- 4) произвести выбор перспективной схемы электроснабжения участка разреза с учетом реконструкции;
- 5) рассчитать токи короткого замыкания в системе электроснабжения;
- 6) произвести расчет и выбор электрооборудования и проводников в системе электроснабжения добычного участка разреза;
- 7) произвести расчет заземления и молниезащиты.



## 1 Теоретическая часть

### 1.1 Особенности электроснабжения и построения схем электропитания угольных разрезов

При выборе и построении системы электроснабжения разреза учитывают: систему разработки и горно-геологические параметры разреза; наличие мощных электроприемников и потребителей первой категории; погоднo-климатические условия и перспективы развития разреза. Электроснабжение разрезов должно осуществляться от районных энергосистем по воздушным линиям (ВЛ) электропередачи напряжением 35-220 кВ с применением принципа глубокого ввода путем установки ПКТП напряжением 110-35/6-10 кВ в пределах горных работ. Для сетей напряжения 6-10 кВ применяется система с изолированной нейтралью [4].

Питание электрических нагрузок крупных разрезов производится от ГПП напряжением 110-220 / 35 кВ. Разрез делится на участки. Каждый участок получает питание от ПКТП 35 /6-10 кВ. Трансформаторные подстанции должны обеспечивать электроприемникам номинальное напряжение [17].

Номинальное напряжение высоковольтных электроприемников в зависимости от мощности составляет 6 или 10 кВ. Соответственно электроэнергия на разрезе распределяется по линиям электропередачи напряжением 6 или 10 кВ [10].

Низковольтные электроприемники получают питание от индивидуальных передвижных ПКТП напряжением 6 (10)/0,4 (0,69) кВ.

Осветительные установки с мощными лампами ДКсТ получают питание от мачтовых подстанций МТП 6(10)/0,4 кВ или монтируются на мачте, установленной на саях вместе с трансформаторной подстанцией.

Схему электроснабжения разреза рекомендуется принимать: при транспортной системе разработки – продольную с расположением передвижных ВЛ напряжением 6-10 кВ на уступах; при бестранспортной системе разработки; - поперечную построенную по принципу блока « ВЛ 35-110 кВ - ПКТП 35-110/6-10 кВ» с бортовыми магистральными и радиально-поперечными ВЛ 6-10 кВ; при применении техники непрерывного действия (поточная технология); - магистрально-радиальную с расположением кабельных линий электропередач (КЛ) на уступах; при комбинированной системе разработки – комбинации схем электроснабжения разрезов с циклической и поточной технологии.

При наличии потребителей первой категории, последние должны получать питание от двух независимых друг от друга источников питания [9].

При построении схемы распределения электроэнергии на разрезе к одной передвижной ВЛ напряжением 6-10 кВ рекомендуется присоединять не более: трех экскаваторов с ковшом вместимостью до 5м<sup>3</sup> и 1-2 ПКТП мощностью до 630 кВА; двух экскаваторов с ковшом вместимостью до 15

м<sup>3</sup> и двух ПКТП единичной мощностью до 630 кВА; одного экскаватора с ковшом вместимостью до 20 м<sup>3</sup> и более двух ПКТП единичной мощностью до 630 кВА; двух роторных (многочерпаковых) экскаваторов с теоретической производительностью до 1300м<sup>3</sup> и двух ПКТП единичной мощностью до 630 кВА; одного роторного экскаватора с теоретической производительностью свыше 1300 м<sup>3</sup> и двух ПКТП, единичной мощностью до 630 кВА; пяти ПКТП единичной мощностью до 630 кВА для питания силовых потребителей или не более десяти ПКТП единичной мощностью до 100 кВА для питания осветительных установок.

При наличии большого количества оборудования разрез делится на участки (добыча, вскрыша, отвал и т.д.) [8].

Схема распределения электроэнергии должна быть нанесена на план горных работ. Принципиальная схема электроснабжения отличается от схемы распределения электроэнергии тем, что на ней указываются все элементы электрической системы, а также марка и длина ВЛ и КЛ.

По надежности и бесперебойности электроснабжения потребители участка разреза относятся ко второй категории.

Электрические сети высокого и низкого напряжения на участке разреза работают с режимом изолированная нейтраль [12].

Распределение электроэнергии между электроприемниками разреза осуществляется на напряжении 6 кВ по комбинированной схеме, имеющей радиальные и магистральные линии. Так как линии распределительной сети 6 кВ располагаются поперек уступов в связи с бестранспортной системой разработки, то схема распределения электроэнергии является поперечной.

На борту разреза сооружаются стационарные ЛЭП. Внутри разреза сооружаются передвижные линии электропередач.

Кабельные линии электропередач выполняют гибким 4-х жильным кабелем типа КШВГЭ или 5-ти жильным марки КГЭ. Для соединения кабелей применяют специальные соединительные муфты или соединительные коробки [9].

Для присоединения кабеля к воздушной линии электропередач применяются передвижные приключательные пункты (ППП-6) типа ЯКНО-10У1, КРУПП-10, КРУПЭ-10, ЗКВЭ-10, соответствующие предъявляемым требованиям к электрооборудованию для открытых горных работ.

Для осветительных установок с ксеноновыми лампами, которым требуется два уровня напряжения (220 и 380 В), принимаются индивидуальные трансформаторные подстанции типа ПСКТП-6/0,4 или МТП-6/0,4.

Согласно действующим правилам ЕПБ заземлению подлежат все электроустановки, которые в случае пробоя изоляции могут оказаться под напряжением. Для внутриразрезных потребителей электроэнергии напряжением до и выше 1 кВ заземляющее устройство общее – на ПКТП-4000/35/6 кВ. Сопротивление заземляющего устройства должно быть не более 4 Ом.

Для защиты линий электропередач от перенапряжений, для подстанций и вращающихся машин применяются ограничители перенапряжений.

На ПКТП-4000/35/6 кВ устанавливается несколько видов защит от аварийных режимов: от однофазных замыканий на землю защита типа ЗЗП-1М; от коротких замыканий – максимально токовая защита и токовая отсечка; от перенапряжений - ограничители перенапряжений.

На ЛЭП 6 кВ для защиты от атмосферных перенапряжений в местах с ослабленной изоляцией устанавливаются ограничители перенапряжений.

В ППП-6 устанавливаются защиты от однофазных замыканий на землю типа РТЗ-51М, максимально-токовые защиты и токовые отсечки.

В сетях до 1000 В контроль состояния изоляции осуществляется устройствами защитного отключения типа АЗАКИ и др. [9]

## 1.2 Методы расчета электрических нагрузок участков угольных разрезов

Расчет электрических нагрузок угольных разрезов производят по установленной мощности и коэффициента спроса. Все электроприемники объединяют по уровню напряжения и делят на группы одинаковых нагрузок по мощности, назначению и характеру работы.

По каждой группе электроприемников определяют [4, 9]:

- установленную мощность:

$$P_{\text{уст}i} = P_{\text{н}i} \cdot n_i, \text{ кВт}; \quad (1.1)$$

- расчетную активную нагрузку:

$$P_{pi} = P_{\text{уст}i} \cdot K_c, \text{ кВт}; \quad (1.2)$$

- расчетную реактивную нагрузку:

$$Q_{pi} = P_{pi} \cdot \text{tg}\phi_i, \text{ квар}; \quad (1.3)$$

- расход активной электроэнергии:

$$W_{Ai} = P_{pi} \cdot T_i, \text{ кВт.ч}; \quad (1.4)$$

- расход реактивной электроэнергии:

$$W_{Pi} = Q_{pi} \cdot T_i, \text{ квар.ч}. \quad (1.5)$$

Расчетную полную нагрузку участка разреза определяют по выражению [4]:

$$S_p = \sqrt{(\sum P_{pi})^2 + (\sum Q_{pi})^2}, \text{ кВА.} \quad (1.6)$$

Реактивная мощность  $\sum Q_{pi}$  и средневзвешенный коэффициент мощности  $\cos \phi_{cp.63}$  носят индуктивный характер [4]:

$$\cos \phi_{cp.63} = \frac{\sum W_{ai}}{\sqrt{(\sum W_{ai})^2 + (\sum W_{pi})^2}}. \quad (1.7)$$

Передвижные подстанции для питания низковольтных электроприемников 0,4 кВ выбирают по двум условиям: возможности прямого пуска асинхронных электродвигателей с короткозамкнутым ротором; по величине расчетной нагрузки.

Силовой трансформатор ПКТП 6/0,4 кВ по второму условию выбирают по расчетной мощности трансформатора:

$$S_{тр.н.пкпт} = \frac{K_c \sum P_{n.i}}{\cos \phi_{cp}}, \text{ кВА,} \quad (1.8)$$

где  $P_{n.i}$  – номинальная мощность  $i$ -го потребителя, кВт;  $K_c$  – групповой коэффициент спроса;  $\cos \phi_{cp}$  – средний коэффициент мощности:

$$\cos \phi_{cp} = \frac{\sum P_{ni} \cdot \cos \phi_{cni}}{\sum P_{ni}}. \quad (1.9)$$

Освещаемую территорию условно представляют в виде прямоугольника площадью [4]:

$$S = L \cdot M, \text{ м}^2, \quad (1.10)$$

где  $L, M$  – длина и ширина карьера, м.

Световой поток, необходимый для освещения [4]:

$$F = E_n \cdot S, \text{ лм,} \quad (1.11)$$

где  $E_n$  – требуемая нормируемая освещенность, лк ( $E_n = 0,2 \dots 0,5$  лк).

Места работы машин и механизмов должны иметь усиленную освещенность  $E_n = 5$  лк.

Площадь с усиленной освещенностью [4]:

$$S_d = \frac{2}{3} Lm(b + \frac{h}{\sin \alpha}), \text{ м}^2, \quad (1.12)$$

где  $m$  – число уступов;  $b, h$  – средняя ширина и высота уступа, м;  $\alpha$  – угол откоса, град.

Световой поток для создания освещенности [4]:

$$F_d = 5 \cdot S_d, \text{ лм}. \quad (1.13)$$

Полный световой поток [4]:

$$F_k = F_d + F, \text{ лм}. \quad (1.14)$$

Требуемое количество прожекторов [4]:

$$N = \frac{F_k \cdot K_3 \cdot C}{\eta_{np} \cdot F_l} \text{ шт.} \quad (1.15)$$

где  $K_3$  – коэффициент запаса ( $K_3 = 1,5$ );  $C$  – коэффициент потерь ( $C = 1,15 \div 1,5$ );  $\eta_{np}$  – КПД прожекторов;  $F_l$  – световой поток.

Высота установки прожекторов [4]:

$$H_{\min} = \sqrt{\frac{I_{\max}}{300}}, \text{ м}, \quad (1.16)$$

где  $I_{\max}$  – максимальная сила света [4].

Мощность силового трансформатора для питания лампы ДКсТ [4]:

$$S_{\text{тр}} = \frac{\sqrt{3} P_l}{\cos \varphi_{\text{уст}} \cdot \eta_{\text{ос}}}, \text{ кВА}, \quad (1.17)$$

где  $P_l$  – мощностью лампы, кВт;  $\cos \varphi_{\text{уст}}$  – коэффициент мощности ( $\cos \varphi_{\text{уст}} = 0,95$ );  $\eta_{\text{ос}}$  – КПД ( $\eta_{\text{ос}} = 0,95 \div 0,96$ ).

## **2 Аналитическая часть. Характеристика объекта**

### **2.1 Характеристика разреза «Черногорский» и добычного участка**

Черногорское каменноугольное месторождение входит в состав Минусинского угленосного бассейна, который представляет собой обширную депрессию, располагающуюся между отрогами хребтов Кузнецкого Алатау, Западного и Восточного Саян. Минусинская депрессия разделяется на Северо-, Средне- и Южно – Минусинскую котловины, различающиеся временем заложения, мощностями, составом осадков и степенью угленосности.

Карьерные поля разреза «Черногорский» располагаются на выходах коренных пород угленосной толщи в пределах береговой части долины рек и характеризуются волнистым мелкосопочным рельефом, плавно понижающимся в сторону долины.

Разрез «Черногорский» был построен для добычи угля открытым способом. Горные работы были начаты в 1956 году. Разрезом «Черногорский» отрабатывается юго-западная часть Черногорского месторождения.

Электроснабжение ООО «СУЭК - Хакасия» осуществляется от энергетической системы «Хакасэнерго».

Обзорная схема расположения разреза «Черногорский» представлена на рисунке 2.1.

В настоящее время, эксплуатируются шахта "Енисейская, ООО «СУЭК-Хакасия» Разрез «Черногорский», ЗАО «Разрез Степной», ЗАО «Хакасразрезуголь», ЗАО «Промтранс», а также ЗАО «Хакасвзрывпром», который проводит буровзрывные работы на разрезах. Результаты работы предприятия говорят о высоком качестве производимого угля.

Потребителями углей ООО «СУЭК-Хакасия» Разрез «Черногорский» являются также республика Хакасия(более 1500тыс.т.), Центральный, Волго-Вятский (на коммунально-бытовые и прочие нужды), Центрально-Чернозёмный, Поволжский и Дальневосточный экономические районы.

### **2.2 Характеристика действующей системы электроснабжения**

Электроснабжение ООО «СУЭК-Хакасия» осуществляется от ГПП «Черногорская» по двум воздушным одноцепным линиям 35 кВ фидер 3501 (резервная) и фидер 3503 (основная).

Преимущественно электроприемники относятся к III категории по степени надежности электроснабжения. Их питание выполнено от трех стационарных распределительных подстанций напряжением 35/6 кВ: РП–2, РП–3 и РП–4, передвижными подстанциями 6/0,4 кВ, подключаемых по стационарным и передвижным ВЛ 6 кВ через приключательные пункты типа ЯКНО, КРУПП, КРУПЭ.

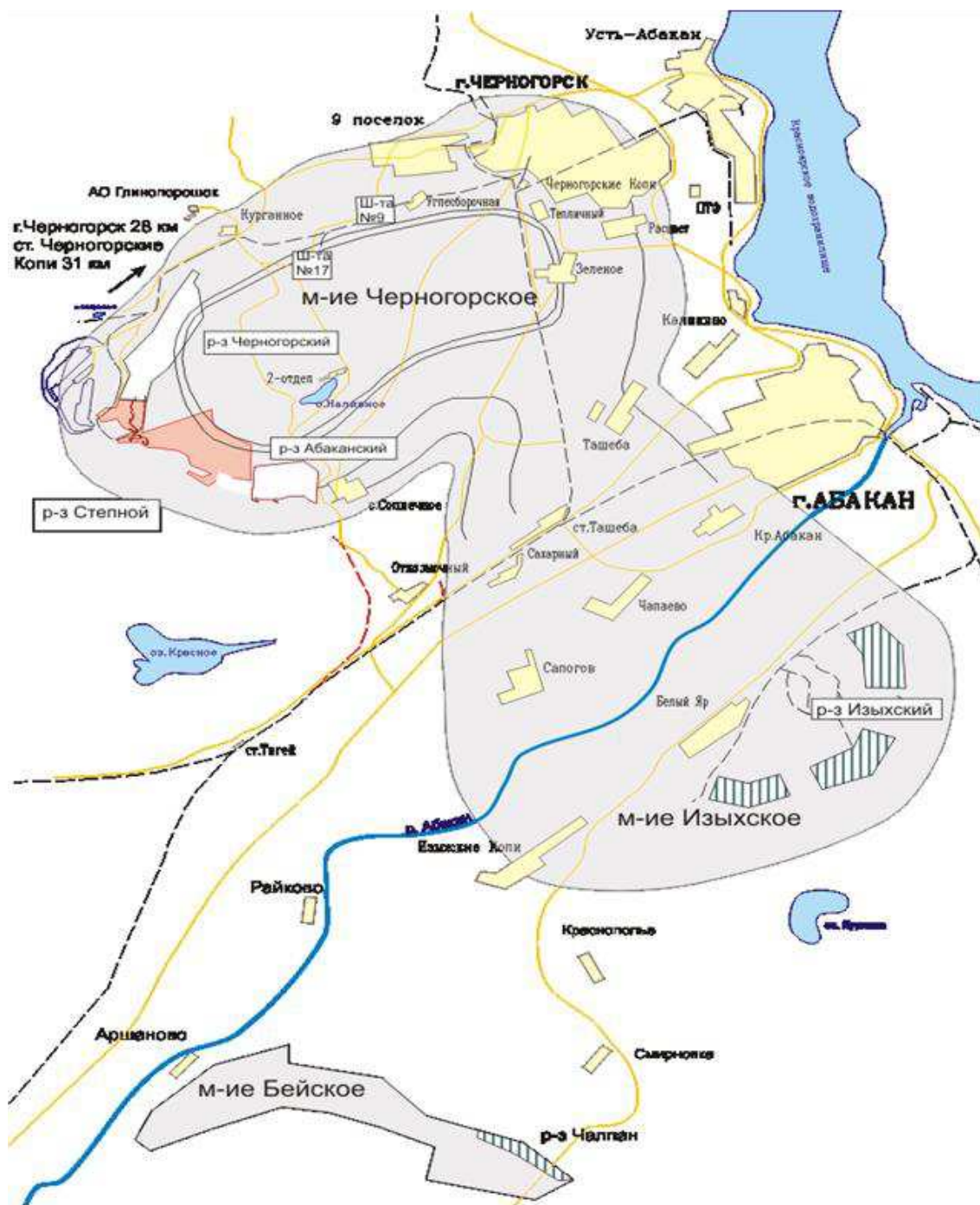


Рисунок 2.1 – Обзорная схема расположения разреза «Черногорский»

РП-2 питает восточный рабочий борт карьера. Имеет резервное питание по ВЛ 35 кВ (фидер 3501). Кроме того РП-2 имеет связь с РП-3 и РП-4 по ВЛ 6 кВ.

В РП-2 установлен один трансформатор мощностью 10 МВА и имеет одну секцию шин 6 кВ.

От РП-3 выполняется электроснабжение нерабочего борта карьера, железнодорожных отвалов, промплощадки, обогатительной фабрики, котельной кирпичного завода, административного комплекса. На РП -3 установлены два трансформатора мощностью 10 МВА и имеет три секции шин.

К РП–4 подключены западный рабочий борт карьера. На РП–4 установлены один трансформатор мощностью 10 МВА и два трансформатора по 6,3 МВА. На стороне 6 кВ имеется две секции шин.

На линиях 6 кВ для оперативных переключений установлены секционные выключатели. Установки компенсации реактивной мощности отсутствуют.

Основными потребителями электроэнергии являются угольный разрез (экскаваторы, буровые станки, освещение), промплощадка, угольные склады, железнодорожная станция, обогатительная фабрика, кирпичный завод.

На стационарных ВЛ 0,4 – 6 кВ подвешены провода марки А и АС сечением от 35 до 120 мм<sup>2</sup>, на передвижных - марки А сечением от 16 до 95мм<sup>2</sup>.

Для рабочих зон разреза предусмотрено общее и местное освещение. Общее освещение выполнено прожекторами, светильниками и газоразрядными источниками света.

На выемке угля применяются различные экскаваторы – шагающие типа ЭШ и механические лопаты типа ЭКГ.

Освещение мест работы передвижных машин осуществляется осветительными приборами, установленными на самих машинах. На разрезе установлены четыре прожекторные мачты. Запитка их выполнена от передвижных подстанций типа ПСКТП. Управление электроосвещением карьера осуществляется автоматически с помощью фотореле, встроенных в подстанции. Также предусмотрено местное управление с ящиков ЯРП-11, установленных внизу мачты.

Для освещения горных работ на карьере применяются передвижные вышки со светильниками ДКсТ-20000. Светильники получают питание по кабелю КРПС от трансформаторных подстанций типа КТП-40/6 мощностью 40 кВ.

### **2.3 Причины реконструкции системы электроснабжения добычного участка**

Причины реконструкции системы электроснабжения добычного участка заключаются, прежде всего в обновлении парка экскаваторов, списании выработавших свой срок эксплуатации и внедрении новых единиц, что влечет за собой увеличение мощности нагрузки, что требует установки более мощного трансформатора на ПС -35/6 кВ. Кроме того, необходимость реконструкции возникла в связи с расширением фронта горных работ, смещением месторасположения добычных работ, что требует смены конфигурации сети и пересчет всех питающих проводников высокого и низкого напряжения.

Использование шагающих экскаваторов оправдано, т.е. их параметры подходят к условиям карьера. Но часть этих экскаваторов технически устарела и их нужно заменить более новыми годам выпуска.

Исходными данными для реконструкции является схема



электроснабжения на плане горных работ добычного участка (чертеж №1); количество и тип электрооборудования.

Размеры участка в соответствии с планом горных работ: 3500x1500 метров.

Длина технологических автомобильных дорог составляет 2,65 км.

Схема нормального режима работы системы электроснабжения добычного участка разреза "Чернгорский" представлена на чертеже №2.

Таким образом, новыми потребителями электроэнергии на добычном участке разреза «Черногорский» наряду с имеющимися являются:

- экскаватор ЭШ-11/75 – 1 шт.
- экскаватор ЭШ-20/90 – 2 шт.
- экскаватор ЭКГ-10 – 5 шт.
- освещение.

Экскаваторы ЭКГ хорошо подходят к данным условиям при работе на больших пластах, экскаваторы ЭКГ-8И не только устарели, и их по рабочим параметрам полностью заменили экскаваторы ЭКГ-10. Таким образом, целесообразно осуществлена замена экскаваторов трех ЭКГ-8И на столько же ЭКГ-10, при этом еще два ЭКГ-10 внедрены ранее.

Модель ЭКГ-10 является большой электрической карьерной полноповоротной механической лопатой, обладающей гусеничным ходом, о чем как раз и говорит аббревиатура (экскаватор карьерный гусеничный). Данная модель была разработана Уральским машиностроительным заводом («Уралмаш»).

Среди всего модельного ряда именно гусеничный экскаватор ЭКГ-10 является одной из наиболее производительных машин. Высокие мощностные показатели модели позволяют использовать технику при выполнении землеройных работ повышенной трудоемкости, поскольку для этого вида требуется исключительно мощная техника.

Стоит отметить, что это как раз и повлияло разработку ЭКГ-10. Техника обладает довольно специфичными характеристиками и параметрами, однако, большая популярность модели была достигнута благодаря возможности приспособления машины к решению множества различных задач.

Помимо этого экскаватор имеет весьма высокую ремонтпригодность, но ее ремонтом занимаются лишь специализированные сервисные центры, которые способны осуществить тщательное тестирование электрической и механической составляющей экскаватора. При замене проблемных узлов и деталей не возникнет каких-либо проблем, поскольку все запасные части и съемные элементы конструкции довольно широко распространены.

### 3 Практическая часть. Проект системы электроснабжения добычного участка разреза «Черногорский»

#### 3.1 Расчет электрического освещения добычного участка и автодорог

На карьерах и разрезах применяется комбинированная система освещения. Она включает общее освещение добычного участка и освещение участков работы. Согласно ЕПБ вся территория участка разреза должна иметь нормирующую освещенность  $E_H=0,2-0,5$  лк.

Расчеты производим по формулам для освещения, приведенным в п.1.2. Площадь освещаемой территории [4]

$$S = L \cdot M = 3500 \cdot 1500 = 5250000 \text{ м}^2 \quad (3.1)$$

Световой поток ламп [4]

$$F_0 = E_H \cdot S = 0,2 \cdot 5250000 = 1050000 \text{ лм.} \quad (3.2)$$

Освещенность принимается  $E_K=5$  лм.

Освещенность нужной площади [4]

$$S_D = (2/3)Lm (b + (h/\sin\alpha)) = 2/3 \cdot 3500 \cdot 4(59 + 15/\sin 80) = 693523 \text{ лм,} \quad (3.3)$$

Требуемый световой поток для создания усиленной освещенности [4]

$$F_D = 5 \cdot S_D = 5 \cdot 693523 = 3467615 \text{ лм.} \quad (3.4)$$

Полный световой поток [4]

$$F_K = F_0 + F_D = 1050000 + 3467615 = 4517615 \text{ лм.} \quad (3.5)$$

Число прожекторов [4]

$$N = \frac{F_K \cdot K_3 \cdot c}{\eta_{\text{ПР}} \cdot F_{\text{Л}}} = \frac{4517615 \cdot 1,4 \cdot 1,2}{0,7 \cdot 0,6 \cdot 10^6} = 18,1 \text{ ед,} \quad (3.6)$$

где  $N$  – количество прожекторов, шт.;  $c$  – коэффициент потерь.

Высота прожекторов [4]

$$H = \sqrt{\frac{I_{\text{max}}}{300}} = \sqrt{\frac{650000}{300}} = 47,1 \text{ м} \quad (3.7)$$

где  $I_{\text{max}}$  – осевая сила света.

Мощность силового трансформатора для питания лампы ДКсТ-20000 [4]

$$S_{TP} = \frac{\sqrt{3} \cdot P_{Л}}{\cos \varphi \cdot \eta_{OC}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 20}{0,95 \cdot 0,95} = 38 \text{ кВА} \quad (3.8)$$

Принимаем трансформаторную подстанцию МТП-40-6/0,4 с масляным трансформатором.

Произведем расчет освещенности автодороги. Дорога имеет протяженность 2,65 км. Принимаем светильники СКЗПР-500 с лампами ДРЛ-400. Выбирается боковое размещение опор. Между опорами расстояние  $l=50$  м. Расстояние от оси опор до оси дороги  $x=7,5$  м. Высота подвеса  $h=10$  м.

Минимальная освещенность дороги  $E_{\min}=0,5$  лк [4].

$$y = \frac{l}{2} = 25 \text{ м} \quad (3.9)$$

Находим по [4]

$$\xi = \frac{x}{h} = \frac{7,5}{10} = 0,75 \quad (3.10)$$

$$\eta = \frac{y}{h} = \frac{25}{10} = 2,5$$

Для указанных расчетных величин относительная освещенность  $\eta=2,19$ . Соответственно относительная освещенность  $\Sigma \varepsilon = 4,38$  [4].

Необходимый световой поток одной лампы [4]

$$F_{л} = \frac{1000 \cdot E_{\min} \cdot K_{з} \cdot h^2}{m \cdot \Sigma \varepsilon} = \frac{1000 \cdot 0,5 \cdot 1,5 \cdot 1,5^2}{1,1 \cdot 4,38} = 35024,9 \text{ лм} \quad (3.11)$$

Световой поток лампы ДРЛ-700  $F_{л}=38500$  лм. Расчетное значение  $F_{л}$  отличается от 38500 лм не больше допустимых норм (10% ... 20%). Окончательно принимаем лампы ДРЛ-700.

Количество светильников для дорог [4]

$$N_{CB} = \frac{L-l}{l} = \frac{2650-50}{50} = 52 \text{ ед} \quad (3.12)$$

Суммарная относительная мощность ламп [4]

$$\Sigma P_{Л} = P_{Л} \cdot N_{CB} = 0,4 \cdot 52 = 20,8 \text{ кВт} \quad (3.13)$$

Мощность силового трансформатора освещения автодороги

$$S_{TP} = (1,73 \cdot 20,8) / (0,95 \cdot 0,95) = 39,8 \text{ кВА.} \quad (3.14)$$

Принимаем МТП – 40/6/0,4 [4].

### 3.2 Расчет электрических нагрузок и выбор трансформаторных подстанций

Расчет электрических нагрузок производят методом установленной мощности и коэффициента спроса по методике, описанной в п.1.2,

$$S_p = \sqrt{\left(\sum P_{pi}\right)^2 + \left(\sum Q_{pi}\right)^2}, \text{ кВА.} \quad (3.15)$$

Выпишем каталожные данные электроприемников и произведем расчет по вышеприведенным формулам основных электрических величин (таблица 3.1).

1) ЭШ-11/75:

а) двигатель:

$$P_{уст} = 1250 \text{ кВт};$$

$$P_p = 1250 \cdot 0,61 = 762,5 \text{ кВт};$$

$$Q_p = 762,5 \cdot (-0,62) = -472,75 \text{ кВар};$$

$$W_A = 762,5 \cdot 4500 = 3,431 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$W_p = (-472,75) \cdot 4500 = -2,127 \cdot 10^6 \text{ кВар} \cdot \text{ч}.$$

б) трансформатор:

$$P_{уст} = 2 \cdot 400 = 800 \text{ кВт};$$

$$P_p = 800 \cdot 0,61 = 488 \text{ кВт};$$

$$Q_p = 488 \cdot 1,02 = 497,76 \text{ кВар};$$

$$W_A = 488 \cdot 4500 = 2,196 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$W_p = 497,76 \cdot 4500 = 2,240 \cdot 10^6 \text{ кВар} \cdot \text{ч}.$$

2) ЭШ-20/90:

а) двигатель:

$$P_{уст} = 2500 \cdot 2 = 5000 \text{ кВт};$$

$$P_p = 5000 \cdot 0,61 = 3050 \text{ кВт};$$

$$Q_p = 3050 \cdot (-0,62) = -1891 \text{ кВар};$$

$$W_A = 3050 \cdot 4500 = 13,725 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$W_p = (-1891) \cdot 4500 = -8,510 \cdot 10^6 \text{ кВар} \cdot \text{ч}.$$

б) трансформатор:

$$P_{yem} = 4 \cdot 400 = 1600 \text{ кВт};$$

$$P_p = 1600 \cdot 0,61 = 976 \text{ кВт};$$

$$Q_p = 976 \cdot 1,02 = 995,52 \text{ кВар};$$

$$W_A = 976 \cdot 4500 = 4,392 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$W_p = 995,52 \cdot 4500 = 4,480 \cdot 10^6 \text{ кВар} \cdot \text{ч}.$$

4) ЭКГ-10:

а) двигатель:

$$P_{yem} = 250 \cdot 5 = 1250 \text{ кВт};$$

$$P_p = 1250 \cdot 0,61 = 762,5 \text{ кВт};$$

$$Q_p = 762,5 \cdot 1,169 = 1042 \text{ кВар};$$

$$W_A = 762,5 \cdot 4300 = 3,279 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$W_p = 1042 \cdot 4300 = 4,481 \cdot 10^6 \text{ кВар} \cdot \text{ч}.$$

б) трансформатор:

$$P_{yem} = 40 \cdot 5 = 200 \text{ кВт};$$

$$P_p = 200 \cdot 0,61 = 122 \text{ кВт};$$

$$Q_p = 122 \cdot 1,02 = 124,44 \text{ кВар};$$

$$W_A = 122 \cdot 4300 = 0,525 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$W_p = 124,44 \cdot 4300 = 0,535 \cdot 10^6 \text{ кВар} \cdot \text{ч}.$$

7) МТП-40/6/0,4:

$$P_{yem} = 40 \cdot 2 = 80 \text{ кВт};$$

$$P_p = 80 \cdot 0,53 = 42,4 \text{ кВт};$$

$$Q_p = 42,4 \cdot 0,33 = 13,99 \text{ кВар};$$

$$W_A = 42,4 \cdot 2000 = 0,085 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$W_p = 13,99 \cdot 2000 = 0,028 \cdot 10^6 \text{ кВар} \cdot \text{ч}.$$

Расчет электрических нагрузок приведен в табл.3.1.

Расчетная электрическая нагрузка:

$$S_p = \sqrt{(\sum P_{pi})^2 + (\sum Q_{pi})^2} = \sqrt{(6302,15)^2 + (-598,44)^2} = 6331 \text{ кВА.}$$

Средневзвешенный коэффициент мощности [4]

$$\begin{aligned} \cos \phi_{\text{ср.вз}} &= \frac{\sum W_{ai}}{\sqrt{(\sum W_{ai})^2 + (\sum W_{pi})^2}} = \\ &= \frac{27,633 \cdot 10^6}{\sqrt{(27,633 \cdot 10^6)^2 + (-1,071 \cdot 10^6)^2}} = 0,997_{\text{он}}. \end{aligned} \quad (3.16)$$

Установка компенсирующих устройств не нужна.

Таблица 3.1 – Расчет электрической нагрузки участка карьера

Потребители электроэнергии	п, шт	P <sub>н</sub> , кВт	P <sub>уст</sub> , кВт	Расчетные коэффициенты			Расчетная нагрузка		Т, ч/г	Годовой расход	
				К <sub>с.тр</sub>	cosφ	tgφ	P <sub>р</sub> , кВт	Q <sub>р</sub> , квар		W <sub>а</sub> ·10 <sup>6</sup> , кВт·ч	W <sub>р</sub> ·10 <sup>6</sup> , квар·ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Электропотребители напряжением 6 кВ											
ЭШ-11/75	1										
двигатель	1	1250	1250	0,59	0,85 <sub>оп</sub>	-0,62	762,5	-472,75	4500	3,431	-2,127
трансформатор	2	400	800	0,59	0,7	1,02	488,0	497,76	4500	2,196	2,240
ЭШ-20/90	2										
двигатель	2	2500	5000	0,59	0,85 <sub>оп</sub>	-0,62	3050,0	-1891	4500	13,725	-8,510
трансформатор	4	400	1600	0,59	0,7	1,02	976,0	995,52	4500	4,392	4,480
ЭКГ-10	5										
двигатель	5	250	1250	0,61	0,65	1,169	762,5	1042,0	4300	3,279	4,481
трансформатор	5	40	200	0,61	0,7	1,02	122,0	124,44	4300	0,525	0,535
Итого по высоковольтным							6259,75	-612,43		27,548	-1,099
Подстанции для осветительных установок											
МТП-40/6/0,4	2	40	80	0,53	0,95	0,33	42,4	13,99	2000	0,085	0,028
Итого по низковольтным							42,4	13,99		0,085	0,028
Итого по участку							6302,15	-598,44		27,633	-1,071

Т.к. на участке нет потребителей I категории, то принимается один трансформатор по условию:

$$S_{\text{тр.н}} \geq S_p. \quad (3.17)$$

Принимаем к установке трансформатор 10000 кВА.

Тип подстанции: ПКТП-10000/35/6. Каталожные данные установленного трансформатора приведены в таблице 3.2 [4].

Таблица 3.2 – Каталожные данные установленного трансформатора

Тип	Номинальная мощность, кВА	Номинальное напряжение обмоток, кВ		Потери, кВт		Напряжение к.з. $u_k$ , %	Ток х.х. $I_0$ , %
		ВН	НН	х.х. $P_0$	к.з. $P_k$		
ТМН-10000/35/6	10000	36,75	6,3	14,5	65	7,5	0,8

Поскольку на данном участке буровых установок и других низковольтных электроприемников нет, то силовой трансформатор ПКТП 6/0,4 кВ не требуется.

### 3.3 Выбор сечений высоковольтных проводников

Все линии на схеме распределения электроэнергии 6 кВ участка нумеруем так, как показано на рис.3.1, в соответствии с планом горных работ.

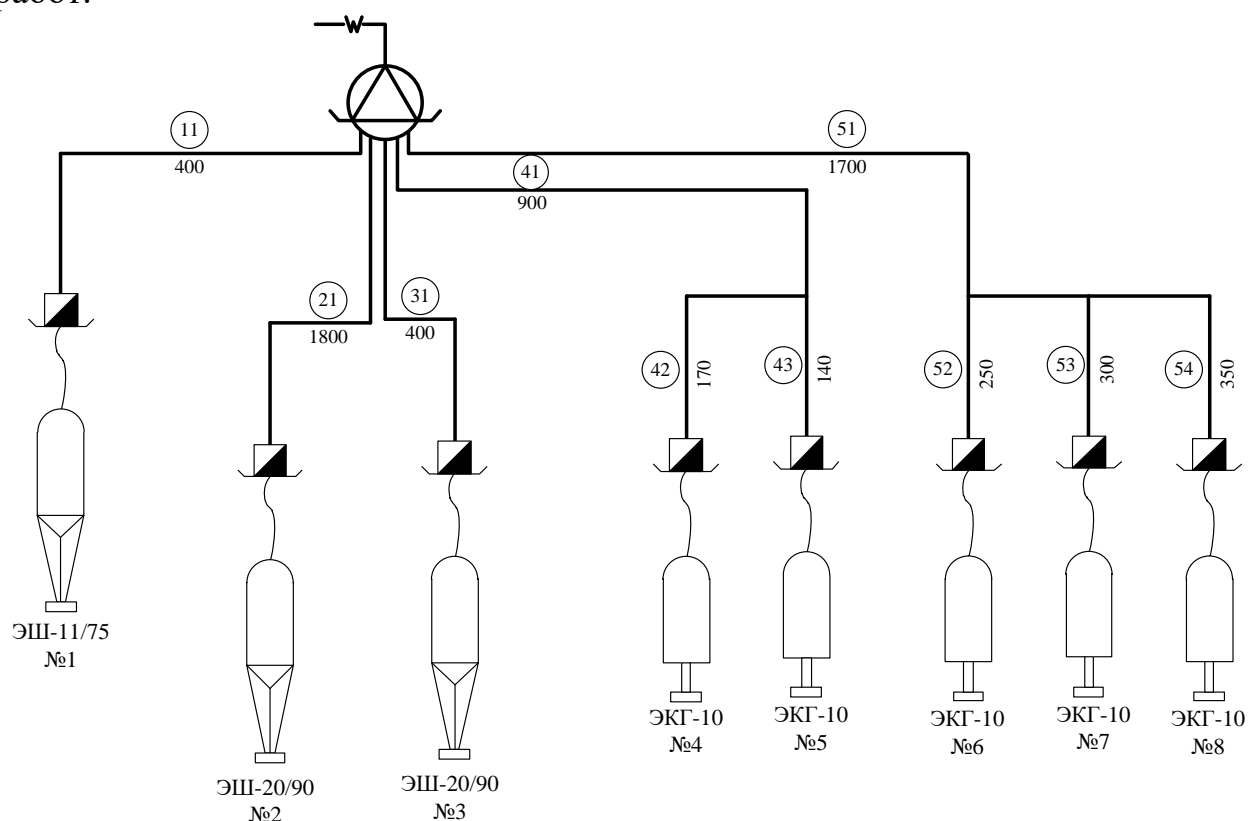


Рисунок 3.1 – Однолинейная схема электроснабжения

Расчетные мощности находятся с учетом коэффициентов спроса (таблица 3.1). Результирующие максимальные расчетные токи в линиях по методике [4] представлены в таблице 3.3.

Экономически целесообразное сечение проводников (мм<sup>2</sup>) определяют по выражению

$$S_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{расч}}}{j_{\text{э}}}, \quad (3.18)$$

где  $j_{\text{эк}}$  - экономическая плотность тока. А/мм<sup>2</sup> [4, табл. П.2.31].

Формула для расчета потерь напряжения [4]:

$$\Delta U \% = \frac{\sqrt{3} I_{\text{расч. max}}}{U_{\text{н}}} L (r_o \cos \phi + x_o \sin \phi) \cdot 100\%, \quad (3.19)$$

Отклонение напряжения должно быть не более – 10 ÷ +10 %.

Термическую устойчивость к КЗ можно проверить по выражению [4]

$$S_{\text{min}} \geq \frac{I_{\infty \text{max}}^{(3)} \sqrt{t_{\text{п}}}}{C}, \quad (3.20)$$

где  $I_{\infty \text{max}}^{(3)}$  - максимальный установившийся ток короткого замыкания, кА;  $t_{\text{п}}$  - время действия КЗ;  $C$  - расчетный коэффициент, определяемый по [4].

Расчет ЛЭП участка удобно произвести в форме таблиц 3.3-3.7.



Таблица 3.3 – Расчет проводников ЛЭП – 6 кВ (линия №1)

Разделы расчета	Пояснения, расчетные величины и формулы	11
Характеристика рассчитываемого участка, наименование электроприемников		ВЛ+ПП+КЛ+ +ЭШ-11/75
Длина участка	воздушная линия, $L_{вл}$ , м	400
	кабельная линия, $L_{кл}$ , м	250
Мощность	$P_{н.дв}$ , кВт	1900
	$S_{н.т}$ , кВА	800
Расчетные коэффициенты:	$K_{с.ср}$	0,43
	$K_{с.мах}$	1,5
	$\cos\varphi_{дв}$	0,85оп
	$\cos\varphi_{тр}$	0,7
	$\operatorname{tg}\varphi_{дв}$	-0,62
	$\operatorname{tg}\varphi_{тр}$	1,02
Расчетная мощность средняя	$P_{р.дв} = P_{н.дв} K_{с.ср}$ , кВт	$1900 * 0,43 = 817$
	$P_{р.тр} = S_{н.т} K_{с.ср} \cos\varphi$ , кВт	$800 * 0,43 * 0,7 = 240,8$
	$\Sigma P_p = \Sigma P_{р.дв} + \Sigma P_{р.тр}$ , кВт	$817 + 240,8 = 1057,8$
	$Q_{р.дв} = P_{р.дв} \operatorname{tg}\varphi_{дв}$ , квар	$817 * (-0,62) = -506,54$
	$Q_{р.тр} = P_{р.тр} \operatorname{tg}\varphi_{тр}$ , квар	$240,8 * 1,02 = 245,62$
	$\Sigma Q_p = \Sigma Q_{р.дв} + \Sigma Q_{р.тр}$ , квар	$-506,54 + 245,62 = -260,92$

Продолжение таблицы 3.3

Разделы расчета	Пояснения, расчетные величины и формулы	11
	$P_{р.дв.мах} = P_{н.дв} \cdot K_{с.мах}$ , кВт	1900*1,5=2850
	$P_{р.тр.мах} = P_{р.тр}$ , кВт	240,8
	$\Sigma P_{р.мах} = \Sigma P_{р.дв.мах} + \Sigma P_{р.тр}$ , кВт	2850+240,8=3090,8
	$Q_{р.дв.мах} = P_{р.дв.мах} \operatorname{tg} \varphi_{дв}$ , квар	2850*(-0,62)=-1767
	$Q_{р.тр.мах} = Q_{р.тр}$ , квар	245,62
	$\Sigma Q_{р.мах} = \Sigma Q_{р.дв.мах} + \Sigma Q_{р.тр}$ , квар	-1767+245,62=-1521,38
Средний расчетный ток	$\Sigma I_a = \frac{\Sigma P_p}{\sqrt{3} \cdot 6}$ , А	$\frac{1057,8}{\sqrt{3} \cdot 6} = 101,79$
	$\Sigma I_p = \frac{\Sigma Q_p}{\sqrt{3} \cdot 6}$ , А	$\frac{-260,92}{\sqrt{3} \cdot 6} = -25,11$
	$I_{расч} = \sqrt{(\Sigma I_a)^2 + (\Sigma I_p)^2}$ , А	$\sqrt{101,79^2 + 25,11^2} = 104,84$

Продолжение таблицы 3.3

Разделы расчета	Пояснения, расчетные величины и формулы	11
	$\Sigma I_{a.max} = \frac{\Sigma P_{p.max}}{\sqrt{3} \cdot 6}, A$	$\frac{3090,8}{\sqrt{3} \cdot 6} = 297,42$
	$\Sigma I_{p.max} = \frac{\Sigma Q_{p.max}}{\sqrt{3} \cdot 6}, A$	$\frac{-1521,38}{\sqrt{3} \cdot 6} = -146,40$
	$I_{расч.max} = \sqrt{(\Sigma I_{a.max})^2 + (\Sigma I_{p.max})^2}, A$	$\sqrt{297,42^2 + 146,4^2} = 331,50$
Выбор ВЛ S, мм <sup>2</sup>	по длительному току	A-16
	по экономической плотности	-
	по механической прочности	A-35
Приняты провода ВЛ	марка и сечение с учетом проверки по $\Delta U$	A-95
	удельное активное сопротивление $r_0$ , Ом/км	0,315
	Удельное индуктивное сопротивление $x_0$ , Ом/км	0,334
Выбор КЛ, S, мм <sup>2</sup>	по длительному току $I_{дл.доп} \geq I_{расч}$	10
	по току к.з. $S_{min} \geq \frac{I_{\infty max}^{(3)} \sqrt{t_{п}}}{C}$	25

Окончание таблицы 3.3

Разделы расчета	Пояснения, расчетные величины и формулы	11
1	2	3
Принят кабель	марка и сечение жил кабеля $r_0$ , Ом/км $X_0$ , Ом/км	КГЭ-3х35+2х10+1х6 0,51 0,079
Проверка электрической сети на потерю напряжения	$\cos \varphi = \frac{\sum I_{a.\max}}{\sum I_{\text{расч.}\max}}$	297,42/331,5 = 0,85
	$\sin \varphi = \frac{\sum I_{p.\max}}{\sum I_{\text{расч.}\max}}$	0,53
	потеря напряжения в ВЛ $\Delta U\%_{\text{вл}}$	$\Delta U\% = \frac{\sqrt{3} \cdot 331,5}{6000} 0,4 \cdot$ $\cdot (0,315 \cdot 0,85 + 0,334 \cdot 0,53) \cdot 100\% =$ $= 1,71\%$ .
	потеря напряжения в КЛ $\Delta U\%_{\text{кл}}$	$\Delta U\% = \frac{\sqrt{3} \cdot 331,5}{6000} 0,25 \cdot$ $\cdot (0,51 \cdot 0,85 + 0,079 \cdot 0,53) \cdot 100\% =$ $= 1,13\%$ .
	суммарная потеря в ВЛ и КЛ $\Delta U\% = \Delta U\%_{\text{вл}} + \Delta U\%_{\text{кл}}$ , %	1,71+1,13=2,84
суммарная потеря от подстанции до электроприёмника, %	2,84	

Таблица 3.4 – Расчет проводников ЛЭП – 6 кВ (линия №2)

Разделы расчета	Пояснения, расчетные величины и формулы	21
Характеристика рассчитываемого участка, наименование электроприемников		ВЛ+ПП+КЛ+ +ЭШ-20/90
Длина участка	воздушная линия, $L_{вл}$ , м	1800
	кабельная линия, $L_{кл}$ , м	250
Мощность	$P_{н.дв}$ , кВт	2500
	$S_{н.т}$ , кВА	800
Расчетные коэффициенты:	$K_{с.ср}$	0,43
	$K_{с.мах}$	1,5
	$\cos\varphi_{дв}$	0,85оп
	$\cos\varphi_{тр}$	0,7
	$\operatorname{tg}\varphi_{дв}$	-0,62
Расчетная мощность средняя	$\operatorname{tg}\varphi_{тр}$	1,02
	$P_{р.дв} = P_{н.дв} K_{с.ср}$ , кВт	$2500 * 0,43 = 1075$
	$P_{р.тр} = S_{н.т} K_{с.ср} \cos\varphi$ , кВт	$800 * 0,43 * 0,7 = 240,8$
	$\Sigma P_p = \Sigma P_{р.дв} + \Sigma P_{р.тр}$ , кВт	$1075 + 240,8 = 1315,8$
	$Q_{р.дв} = P_{р.дв} \operatorname{tg}\varphi_{дв}$ , квар	$1075 * (-0,62) = -666,5$
	$Q_{р.тр} = P_{р.тр} \operatorname{tg}\varphi_{тр}$ , квар	$240,8 * 1,02 = 245,62$
	$\Sigma Q_p = \Sigma Q_{р.дв} + \Sigma Q_{р.тр}$ , квар	$-666,5 + 245,62 = -420,88$

Продолжение таблицы 3.4

Разделы расчета	Пояснения, расчетные величины и формулы	21
	$P_{р.дв.маx} = P_{н.дв} \cdot K_{с.маx}$ , кВт	$2500 \cdot 1,5 = 3750$
	$P_{р.тр.маx} = P_{р.тр}$ , кВт	240,8
	$\Sigma P_{р.маx} = \Sigma P_{р.дв.маx} + \Sigma P_{р.тр}$ , кВт	$3750 + 240,8 = 3990,8$
	$Q_{р.дв.маx} = P_{р.дв.маx} \cdot \text{tg} \varphi_{дв}$ , квар	$3750 \cdot (-0,62) = -2325$
	$Q_{р.тр.маx} = Q_{р.тр}$ , квар	245,62
	$\Sigma Q_{р.маx} = \Sigma Q_{р.дв.маx} + \Sigma Q_{р.тр}$ , квар	$-2325 + 245,62 = -2079,38$
Средний расчетный ток	$\Sigma I_a = \frac{\Sigma P_p}{\sqrt{3} \cdot 6}$ , А	$\frac{1315,8}{\sqrt{3} \cdot 6} = 126,62$
	$\Sigma I_p = \frac{\Sigma Q_p}{\sqrt{3} \cdot 6}$ , А	$\frac{-420,88}{\sqrt{3} \cdot 6} = -40,5$
	$I_{расч} = \sqrt{(\Sigma I_a)^2 + (\Sigma I_p)^2}$ , А	$\sqrt{126,62^2 + 40,5^2} = 132,94$

Продолжение таблицы 3.4

Разделы расчета	Пояснения, расчетные величины и формулы	21
	$\Sigma I_{a.max} = \frac{\Sigma P_{p.max}}{\sqrt{3} \cdot 6}, A$	$\frac{3990,8}{\sqrt{3} \cdot 6} = 384,03$
	$\Sigma I_{p.max} = \frac{\Sigma Q_{p.max}}{\sqrt{3} \cdot 6}, A$	$\frac{-2079,38}{\sqrt{3} \cdot 6} = -200,09$
	$I_{расч.max} = \sqrt{(\Sigma I_{a.max})^2 + (\Sigma I_{p.max})^2}, A$	$\sqrt{384,03^2 + 200,09^2} = 433,03$
Выбор ВЛ S, мм <sup>2</sup>	по длительному току	A-25
	по экономической плотности	-
	по механической прочности	A-35
Приняты провода ВЛ	марка и сечение с учетом проверки по ΔU	A-95
	удельное активное сопротивление r <sub>0</sub> , Ом/км	0,315
	Удельное индуктивное сопротивление x <sub>0</sub> , Ом/км	0,334
Выбор КЛ, S, мм <sup>2</sup>	по длительному току I <sub>дл.доп</sub> ≥ I <sub>расч</sub>	15,5
	по току к.з. $S_{min} \geq \frac{I_{\infty max}^{(3)} \sqrt{t_{п}}}{C}$	25

Окончание таблицы 3.4

Разделы расчета	Пояснения, расчетные величины и формулы	21
Принят кабель	марка и сечение жил кабеля $r_0$ , Ом/км $X_0$ , Ом/км	КГЭ-3x50+1x16+1x10 0,35 0,072
Проверка электрической сети на потерю напряжения	$\cos \varphi = \frac{\sum I_{a.\max}}{\sum I_{\text{расч. max}}}$	0,85
	$\sin \varphi = \frac{\sum I_{p.\max}}{\sum I_{\text{расч. max}}}$	-0,53
	потеря напряжения в ВЛ $\Delta U\%_{\text{вл}}$	$\Delta U\% = \frac{\sqrt{3} \cdot 433,03}{6000} 1,8 \cdot (0,315 \cdot 0,85 - 0,334 \cdot 0,53) \cdot 100\% = 2,025\%$
	потеря напряжения в КЛ $\Delta U\%_{\text{кл}}$	$\Delta U\% = \frac{\sqrt{3} \cdot 433,03}{6000} 0,15 \cdot (0,35 \cdot 0,85 - 0,072 \cdot 0,53) \cdot 100\% = 0,82\%$
	суммарная потеря в ВЛ и КЛ $\Delta U\% = \Delta U\%_{\text{вл}} + \Delta U\%_{\text{кл}}$ , %	2,025+0,82=2,845
	суммарная потеря от подстанции до электроприёмника, %	2,845



Таблица 3.5 – Расчет проводников ЛЭП – 6 кВ (линия №3)

Разделы расчета	Пояснения, расчетные величины и формулы	31
Характеристика рассчитываемого участка, наименование электроприемников		ВЛ+ПП+КЛ+ +ЭШ-20/90
Длина участка	воздушная линия, $L_{вл}$ , м	400
	кабельная линия, $L_{кл}$ , м	350
Мощность	$P_{н.дв}$ , кВт	2500
	$S_{н.т}$ , кВА	800
Расчетные коэффициенты:	$K_{с.ср}$	0,43
	$K_{с.мах}$	1,5
	$\cos\varphi_{дв}$	0,85оп
	$\cos\varphi_{тр}$	0,7
	$\operatorname{tg}\varphi_{дв}$	-0,62
	$\operatorname{tg}\varphi_{тр}$	1,02
Расчетная мощность средняя	$P_{р.дв} = P_{н.дв} K_{с.ср}$ , кВт	2500*0,43=1075
	$P_{р.тр} = S_{н.т} K_{с.ср} \cos\varphi$ , кВт	800*0,43*0,7=240,8
	$\Sigma P_p = \Sigma P_{р.дв} + \Sigma P_{р.тр}$ , кВт	1075+240,8=1315,8
	$Q_{р.дв} = P_{р.дв} \operatorname{tg}\varphi_{дв}$ , квар	1075*(-0,62)= =-666,5
	$Q_{р.тр} = P_{р.тр} \operatorname{tg}\varphi_{тр}$ , квар	240,8*1,02=245,62
	$\Sigma Q_p = \Sigma Q_{р.дв} + \Sigma Q_{р.тр}$ , квар	-666,5+245,62= =-420,88

Продолжение таблицы 3.5

Разделы расчета	Пояснения, расчетные величины и формулы	31
	$P_{р.дв.мах} = P_{н.дв} \cdot K_{с.мах}$ , кВт	2500*1,5=3750
	$P_{р.тр.мах} = P_{р.тр}$ , кВт	240,8
	$\Sigma P_{р.мах} = \Sigma P_{р.дв.мах} + \Sigma P_{р.тр}$ , кВт	3750+240,8=3990,8
	$Q_{р.дв.мах} = P_{р.дв.мах} \cdot \text{tg}\varphi_{дв}$ , квар	3750*(-0,62)=-2325
	$Q_{р.тр.мах} = Q_{р.тр}$ , квар	245,62
	$\Sigma Q_{р.мах} = \Sigma Q_{р.дв.мах} + \Sigma Q_{р.тр}$ , квар	-2325+245,62=-2079,38
Средний расчетный ток	$\Sigma I_a = \frac{\Sigma P_p}{\sqrt{3} \cdot 6}$ , А	$\frac{1315,8}{\sqrt{3} \cdot 6} = 126,62$
	$\Sigma I_p = \frac{\Sigma Q_p}{\sqrt{3} \cdot 6}$ , А	$\frac{-420,88}{\sqrt{3} \cdot 6} = -40,5$
	$I_{расч} = \sqrt{(\Sigma I_a)^2 + (\Sigma I_p)^2}$ , А	$\sqrt{126,62^2 + 40,5^2} = 132,94$

Продолжение таблицы 3.5

Разделы расчета	Пояснения, расчетные величины и формулы	31
	$\Sigma I_{a.max} = \frac{\Sigma P_{p.max}}{\sqrt{3} \cdot 6}, A$	$\frac{3990,8}{\sqrt{3} \cdot 6} = 384,03$
	$\Sigma I_{p.max} = \frac{\Sigma Q_{p.max}}{\sqrt{3} \cdot 6}, A$	$\frac{-2079,38}{\sqrt{3} \cdot 6} = -200,09$
	$I_{расч.max} = \sqrt{(\Sigma I_{a.max})^2 + (\Sigma I_{p.max})^2}, A$	$\sqrt{384,03^2 + 200,09^2} = 433,03$
Выбор ВЛ S, мм <sup>2</sup>	по длительному току	A-25
	по экономической плотности	-
	по механической прочности	A-35
Приняты провода ВЛ	марка и сечение с учетом проверки по ΔU	A-95
	удельное активное сопротивление r <sub>0</sub> , Ом/км	0,315
	Удельное индуктивное сопротивление x <sub>0</sub> , Ом/км	0,334
Выбор КЛ, S, мм <sup>2</sup>	по длительному току I <sub>дл.доп</sub> ≥ I <sub>расч</sub>	15,5
	по току к.з. $S_{min} \geq \frac{I_{\infty max}^{(3)} \sqrt{t_{п}}}{C}$	25

Окончание таблицы 3.5

Разделы расчета	Пояснения, расчетные величины и формулы	31
Принят кабель	марка и сечение жил кабеля $r_0$ , Ом/км $X_0$ , Ом/км	КГЭ-3x50+1x16+1x10 0,35 0,072
Проверка электрической сети на потерю напряжения	$\cos \varphi = \frac{\sum I_{a.\max}}{\sum I_{\text{расч. max}}}$	0,85
	$\sin \varphi = \frac{\sum I_{p.\max}}{\sum I_{\text{расч. max}}}$	-0,53
	потеря напряжения в ВЛ $\Delta U\%_{\text{вл}}$	$\Delta U\% = \frac{\sqrt{3} \cdot 433,03}{6000} \cdot 0,4 \cdot (0,315 \cdot 0,85 - 0,334 \cdot 0,53) \cdot 100\% = 0,45\%$
	потеря напряжения в КЛ $\Delta U\%_{\text{кл}}$	$\Delta U\% = \frac{\sqrt{3} \cdot 433,03}{6000} \cdot 0,35 \cdot (0,35 \cdot 0,85 - 0,072 \cdot 0,53) \cdot 100\% = 1,15\%$
	суммарная потеря в ВЛ и КЛ $\Delta U\% = \Delta U\%_{\text{вл}} + \Delta U\%_{\text{кл}}$ , %	0,45+1,15=1,6
	суммарная потеря от подстанции до электроприёмника, %	1,6

Таблица 3.6 – Расчет проводников ЛЭП – 6 кВ (линия №4)

Разделы расчета	Пояснения, расчетные величины и формулы	42	43	41
Характеристика рассчитываемого участка, наименование электроприемников		ВЛ+ПП+КЛ+ +ЭКГ-10	ВЛ+ПП+ +КЛ+ЭКГ-10	ВЛ питает два экскаватора
Длина участка	воздушная линия, $L_{вл}$ , м	170	140	900
	кабельная линия, $L_{кл}$ , м	250	350	-
Мощность	$P_{н.дв}$ , кВт	250	250	500
	$S_{н.т}$ , кВА	40	40	80
Расчетные коэффициенты:	$K_{с.ср}$	0,44	0,44	0,43
	$K_{с.мах}$	1,6	1,6	1,6
	$\cos\varphi_{дв}$	0,9	0,9	0,9
	$\cos\varphi_{тр}$	0,7	0,7	0,7
	$tg\varphi_{дв}$	0,48	0,48	0,48
	$tg\varphi_{тр}$	1,02	1,02	1,02
Расчетная мощность средняя	$P_{р.дв} = P_{н.дв} K_{с.ср}$ , кВт	$250*0,44=110$	$250*0,44=110$	$500*0,43=215$
	$P_{р.тр} = S_{н.т} K_{с.ср} \cos \varphi$ , кВт	$40*0,44*0,7=12,32$	$40*0,44*0,7=12,32$	$80*0,43*0,7=24,08$
	$\Sigma P_p = \Sigma P_{р.дв} + \Sigma P_{р.тр}$ , кВт	$110+12,32=122,32$	$110+12,32=122,32$	$215+24,08=239,08$
	$Q_{р.дв} = P_{р.дв} tg\varphi_{дв}$ , квар	$110*0,48=52,8$	$110*0,48=52,8$	$215*0,48=103,2$
	$Q_{р.тр} = P_{р.тр} tg\varphi_{тр}$ , квар	$12,32*1,02=12,57$	$12,32*1,02=12,57$	$24,08*1,02=24,56$
	$\Sigma Q_p = \Sigma Q_{р.дв} + \Sigma Q_{р.тр}$ , квар	$52,8+12,57=$ $=65,37$	$52,8+12,57=$ $=65,37$	$103,2+24,56=$ $= 127,76$

Продолжение таблицы 3.6

Разделы расчета	Пояснения, расчетные величины и формулы	42	43	41
	$P_{р.дв.мах} = P_{н.дв} \cdot k_{с.мах}$ , кВт	$250 \cdot 1,6 = 400$	$250 \cdot 1,6 = 400$	$500 \cdot 1,6 = 800$
	$P_{р.тр.мах} = P_{р.тр}$ , кВт	12,32	12,32	24,08
	$\Sigma P_{р.мах} = \Sigma P_{р.дв.мах} + \Sigma P_{р.тр}$ , кВт	$400 + 12,32 = 412,32$	$400 + 12,32 = 412,32$	$800 + 24,08 = 824,08$
	$Q_{р.дв.мах} = P_{р.дв.мах} \cdot \text{tg}\varphi_{дв}$ , квар	$400 \cdot 0,48 = 192$	$400 \cdot 0,48 = 192$	$800 \cdot 0,48 = 384$
	$Q_{р.тр.мах} = Q_{р.тр}$ , квар	12,57	12,57	24,56
	$\Sigma Q_{р.мах} = \Sigma Q_{р.дв.мах} + \Sigma Q_{р.тр}$ , квар	$192 + 12,57 = 204,57$	$192 + 12,57 = 204,57$	$384 + 24,56 = 408,56$
Средний расчетный ток	$\Sigma I_a = \frac{\Sigma P_p}{\sqrt{3} \cdot 6}$ , А	$\frac{122,32}{\sqrt{3} \cdot 6} = 11,77$	$\frac{122,32}{\sqrt{3} \cdot 6} = 11,77$	$\frac{239,08}{\sqrt{3} \cdot 6} = 23$
	$\Sigma I_p = \frac{\Sigma Q_p}{\sqrt{3} \cdot 6}$ , А	$\frac{65,37}{\sqrt{3} \cdot 6} = 6,29$	$\frac{65,37}{\sqrt{3} \cdot 6} = 6,29$	$\frac{127,76}{\sqrt{3} \cdot 6} = 12,3$
	$I_{расч} = \sqrt{(\Sigma I_a)^2 + (\Sigma I_p)^2}$ , А	$\sqrt{11,77^2 + 6,29^2} = 13,35$	$\sqrt{11,77^2 + 6,29^2} = 13,35$	$\sqrt{23^2 + 12,3^2} = 26,08$

Продолжение таблицы 3.6

Разделы расчета	Пояснения, расчетные величины и формулы	42	43	41
	$\Sigma I_{a.max} = \frac{\Sigma P_{p.max}}{\sqrt{3} \cdot 6}, A$	$\frac{412,32}{\sqrt{3} \cdot 6} = 39,68$	$\frac{412,32}{\sqrt{3} \cdot 6} = 39,68$	$\frac{824,08}{\sqrt{3} \cdot 6} = 79,3$
	$\Sigma I_{p.max} = \frac{\Sigma Q_{p.max}}{\sqrt{3} \cdot 6}, A$	$\frac{204,57}{\sqrt{3} \cdot 6} = 19,69$	$\frac{204,57}{\sqrt{3} \cdot 6} = 19,69$	$\frac{408,56}{\sqrt{3} \cdot 6} = 39,31$
	$I_{расч.max} = \sqrt{(\Sigma I_{a.max})^2 + (\Sigma I_{p.max})^2}, A$	$\sqrt{39,68^2 + 19,69^2} = 44,3$	$\sqrt{39,68^2 + 19,69^2} = 44,3$	$\sqrt{79,3^2 + 39,31^2} = 88,51$
Выбор ВЛ S, мм <sup>2</sup>	по длительному току	A-16	A-16	A-16
	по экономической плотности	-	-	-
	по механической прочности	A-35	A-35	A-35
Приняты провода ВЛ	марка и сечение с учетом проверки по $\Delta U$	A-35	A-35	A-70
	удельное активное сопротивление $r_0$ , Ом/км	0,885	0,885	0,445
	Удельное индуктивное сопротивление $x_0$ , Ом/км	0,366	0,366	0,345
Выбор КЛ, S, мм <sup>2</sup>	по длительному току $I_{дл.доп} \geq I_{расч}$	2,5	2,5	--
	по току к.з. $S_{min} \geq \frac{I_{\infty max}^{(3)} \sqrt{t_{п}}}{C}$	25	25	--

Окончание таблицы 3.6

Разделы расчета	Пояснения, расчетные величины и формулы	42	43	41
Принят кабель	марка и сечение жил кабеля	КГЭ-3х35+2х10+1х6	КГЭ-3х35+2х10+1х6	-
	$r_0$ , Ом/км	0,51	0,51	-
	$X_0$ , Ом/км	0,079	0,079	-
Проверка электрической сети на потерю напряжения	$\cos \varphi = \frac{\sum I_{a.\max}}{\sum I_{\text{расч. max}}}$	0,9	0,9	0,9
	$\sin \varphi = \frac{\sum I_{p.\max}}{\sum I_{\text{расч. max}}}$	0,44	0,44	0,44
	потеря напряжения в ВЛ $\Delta U\%_{\text{вл}}$	$\Delta U\% = \frac{\sqrt{3} \cdot 44,3}{6000} \cdot 0,17 \cdot (0,885 \cdot 0,9 + 0,366 \cdot 0,44) \cdot 100\% = 0,22\%$	$\Delta U\% = \frac{\sqrt{3} \cdot 44,3}{6000} \cdot 0,14 \cdot (0,885 \cdot 0,9 + 0,366 \cdot 0,44) \cdot 100\% = 0,27\%$	$\Delta U\% = \frac{\sqrt{3} \cdot 88,51}{6000} \cdot 0,9 \cdot (0,445 \cdot 0,9 + 0,345 \cdot 0,44) \cdot 100\% = 1,27\%$
	потеря напряжения в КЛ $\Delta U\%_{\text{кл}}$	$\Delta U\% = \frac{\sqrt{3} \cdot 44,3}{6000} \cdot 0,25 \cdot (0,51 \cdot 0,9 + 0,079 \cdot 0,44) \cdot 100\% = 0,13\%$	$\Delta U\% = \frac{\sqrt{3} \cdot 44,3}{6000} \cdot 0,35 \cdot (0,51 \cdot 0,9 + 0,079 \cdot 0,44) \cdot 100\% = 0,19\%$	-
	суммарная потеря в ВЛ и КЛ $\Delta U\% = \Delta U\%_{\text{вл}} + \Delta U\%_{\text{кл}}$ , %	0,22+0,13=0,35	0,27+0,19=0,46	1,27
	суммарная потеря от подстанции до электроприёмника, %	1,62	1,73	1,27



Таблица 3.7 – Расчет проводников ЛЭП – 6 кВ (линия №5)

Разделы расчета	Пояснения, расчетные величины и формулы	52	53	54	51
Характеристика рассчитываемого участка, наименование электроприемников		ВЛ+ПП+КЛ+ЭКГ-10	ВЛ+ПП+КЛ+ЭКГ-10	ВЛ+ПП+КЛ+ЭКГ-10	ВЛ питает три экскаватора
Длина участка	воздушная линия, $L_{вл}$ , м	250	300	350	1700
	кабельная линия, $L_{кл}$ , м	250	350	400	-
Мощность	$P_{н.дв}$ , кВт	250	250	250	750
	$S_{н.т}$ , кВА	40	40	40	120
Расчетные коэффициенты:	$K_{с.ср}$	0,44	0,44	0,44	0,40
	$K_{с.мах}$	1,6	1,6	1,6	1,4
	$\cos\varphi_{дв}$	0,9	0,9	0,9	0,9
	$\cos\varphi_{тр}$	0,7	0,7	0,7	0,7
	$\operatorname{tg}\varphi_{дв}$	0,48	0,48	0,48	0,48
	$\operatorname{tg}\varphi_{тр}$	1,02	1,02	1,02	1,02
Расчетная мощность средняя	$P_{р.дв} = P_{н.дв} K_{с.ср}$ , кВт	$250 \cdot 0,44 = 110$	$250 \cdot 0,44 = 110$	$250 \cdot 0,44 = 110$	$750 \cdot 0,40 = 300$
	$P_{р.тр} = S_{н.т} K_{с.ср} \cos \varphi$ , кВт	$40 \cdot 0,44 \cdot 0,7 = 12,32$	$40 \cdot 0,44 \cdot 0,7 = 12,32$	$40 \cdot 0,44 \cdot 0,7 = 12,32$	$120 \cdot 0,40 \cdot 0,7 = 33,6$
	$\Sigma P_p = \Sigma P_{р.дв} + \Sigma P_{р.тр}$ , кВт	$110 + 12,32 = 122,32$	$110 + 12,32 = 122,32$	$110 + 12,32 = 122,32$	$300 + 33,6 = 333,6$
	$Q_{р.дв} = P_{р.дв} \operatorname{tg}\varphi_{дв}$ , квар	$110 \cdot 0,48 = 52,8$	$110 \cdot 0,48 = 52,8$	$110 \cdot 0,48 = 52,8$	$300 \cdot 0,48 = 144$
	$Q_{р.тр} = P_{р.тр} \operatorname{tg}\varphi_{тр}$ , квар	$12,32 \cdot 1,02 = 12,57$	$12,32 \cdot 1,02 = 12,57$	$12,32 \cdot 1,02 = 12,57$	$33,6 \cdot 1,02 = 34,27$
	$\Sigma Q_p = \Sigma Q_{р.дв} + \Sigma Q_{р.тр}$ , квар	$52,8 + 12,57 = 65,37$	$52,8 + 12,57 = 65,37$	$52,8 + 12,57 = 65,37$	$144 + 34,27 = 178,27$

Продолжение таблицы 3.7

Разделы расчета	Пояснения, расчетные величины и формулы	52	53	54	51
	$P_{р.дв.маx} = P_{н.дв} \cdot K_{с.маx}$ , кВт	$250 \cdot 1,6 = 400$	$250 \cdot 1,6 = 400$	$250 \cdot 1,6 = 400$	$750 \cdot 1,4 = 1050$
	$P_{р.тр.маx} = P_{р.тр}$ , кВт	12,32	12,32	12,32	33,6
	$\Sigma P_{р.маx} = \Sigma P_{р.дв.маx} + \Sigma P_{р.тр}$ , кВт	$400 + 12,32 = 412,32$	$400 + 12,32 = 412,32$	$400 + 12,32 = 412,32$	$1050 + 33,6 = 1083,6$
	$Q_{р.дв.маx} = P_{р.дв.маx} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{дв}$ , квар	$400 \cdot 0,48 = 192$	$400 \cdot 0,48 = 192$	$400 \cdot 0,48 = 192$	$1050 \cdot 0,48 = 504$
	$Q_{р.тр.маx} = Q_{р.тр}$ , квар	12,57	12,57	12,57	34,27
	$\Sigma Q_{р.маx} = \Sigma Q_{р.дв.маx} + \Sigma Q_{р.тр}$ , квар	$192 + 12,57 = 204,57$	$192 + 12,57 = 204,57$	$192 + 12,57 = 204,57$	$504 + 34,27 = 538,27$
Средний расчетный ток	$\Sigma I_a = \frac{\Sigma P_p}{\sqrt{3} \cdot 6}$ , А	$\frac{122,32}{\sqrt{3} \cdot 6} = 11,77$	$\frac{122,32}{\sqrt{3} \cdot 6} = 11,77$	$\frac{122,32}{\sqrt{3} \cdot 6} = 11,77$	$\frac{333,6}{\sqrt{3} \cdot 6} = 32,1$
	$\Sigma I_p = \frac{\Sigma Q_p}{\sqrt{3} \cdot 6}$ , А	$\frac{65,37}{\sqrt{3} \cdot 6} = 6,29$	$\frac{65,37}{\sqrt{3} \cdot 6} = 6,29$	$\frac{65,37}{\sqrt{3} \cdot 6} = 6,29$	$\frac{178,27}{\sqrt{3} \cdot 6} = 17,15$
	$I_{расч} = \sqrt{(\Sigma I_a)^2 + (\Sigma I_p)^2}$ , А	$\sqrt{11,77^2 + 6,29^2} = 13,35$	$\sqrt{11,77^2 + 6,29^2} = 13,35$	$\sqrt{11,77^2 + 6,29^2} = 13,35$	$\sqrt{32,1^2 + 17,15^2} = 36,4$

Продолжение таблицы 3.7

Разделы расчета	Пояснения, расчетные величины и формулы	52	53	54	51
	$\Sigma I_{a.max} = \frac{\Sigma P_{p.max}}{\sqrt{3} \cdot 6}, A$	$\frac{412,32}{\sqrt{3} \cdot 6} = 39,68$	$\frac{412,32}{\sqrt{3} \cdot 6} = 39,68$	$\frac{412,32}{\sqrt{3} \cdot 6} = 39,68$	$\frac{1083,6}{\sqrt{3} \cdot 6} = 104,27$
	$\Sigma I_{p.max} = \frac{\Sigma Q_{p.max}}{\sqrt{3} \cdot 6}, A$	$\frac{204,57}{\sqrt{3} \cdot 6} = 19,69$	$\frac{204,57}{\sqrt{3} \cdot 6} = 19,69$	$\frac{204,57}{\sqrt{3} \cdot 6} = 19,69$	$\frac{538,27}{\sqrt{3} \cdot 6} = 51,80$
	$I_{расч.max} = \sqrt{(\Sigma I_{a.max})^2 + (\Sigma I_{p.max})^2}, A$	$\sqrt{39,68^2 + 19,69^2} = 44,3$	$\sqrt{39,68^2 + 19,69^2} = 44,3$	$\sqrt{39,68^2 + 19,69^2} = 44,3$	$\sqrt{104,27^2 + 51,80^2} = 116,43$
Выбор ВЛ S, мм <sup>2</sup>	по длительному току	A-16	A-16	A-16	A-16
	по экономической плотности	-	-	-	-
	по механической прочности	A-35	A-35	A-35	A-35
Приняты провода ВЛ	марка и сечение с учетом проверки по $\Delta U$	A-35	A-35	A-35	A-70
	удельное активное сопротивление $r_0$ , Ом/км	0,885	0,885	0,885	0,445
	Удельное индуктивное сопротивление $x_0$ , Ом/км	0,366	0,366	0,366	0,345
Выбор КЛ, S, мм <sup>2</sup>	по длительному току $I_{дл.доп} \geq I_{расч}$	2,5	2,5	2,5	--
	по току к.з. $S_{min} \geq \frac{I_{\infty max}^{(3)} \sqrt{t_{п}}}{C}$	25	25	25	--

Окончание таблицы 3.7

Разделы расчета	Пояснения, расчетные величины и формулы	52	53	54	51
Принят кабель	марка и сечение жил кабеля $r_0$ , Ом/км $X_0$ , Ом/км	КГЭ-3х35+2х10+1х6 0,51 0,079	КГЭ-3х35+2х10+1х6 0,51 0,079	КГЭ-3х35+2х10+1х6 0,51 0,079	- - -
Проверка электрической сети на потерю напряжения	$\cos \varphi = \frac{\sum I_{a.\max}}{\sum I_{\text{расч. max}}}$	0,9	0,9	0,9	0,9
	$\sin \varphi = \frac{\sum I_{p.\max}}{\sum I_{\text{расч. max}}}$	0,44	0,44	0,44	0,44
	потеря напряжения в ВЛ $\Delta U\%_{\text{вл}}$	$\Delta U\% = \frac{\sqrt{3} \cdot 44,3}{6000} 0,25 \cdot (0,885 \cdot 0,9 + 0,366 \cdot 0,44) \cdot 100\% = 0,32\%$	$\Delta U\% = \frac{\sqrt{3} \cdot 44,3}{6000} 0,3 \cdot (0,885 \cdot 0,9 + 0,366 \cdot 0,44) \cdot 100\% = 0,58\%$	$\Delta U\% = \frac{\sqrt{3} \cdot 44,3}{6000} 0,35 \cdot (0,885 \cdot 0,9 + 0,366 \cdot 0,44) \cdot 100\% = 0,68\%$	$\Delta U\% = \frac{\sqrt{3} \cdot 116,43}{6000} 1,7 \cdot (0,445 \cdot 0,9 + 0,345 \cdot 0,44) \cdot 100\% = 3,16\%$
	потеря напряжения в КЛ $\Delta U\%_{\text{кл}}$	$\Delta U\% = \frac{\sqrt{3} \cdot 44,3}{6000} 0,25 \cdot (0,51 \cdot 0,9 + 0,079 \cdot 0,44) \cdot 100\% = 0,13\%$	$\Delta U\% = \frac{\sqrt{3} \cdot 44,3}{6000} 0,35 \cdot (0,51 \cdot 0,9 + 0,079 \cdot 0,44) \cdot 100\% = 0,19\%$	$\Delta U\% = \frac{\sqrt{3} \cdot 44,3}{6000} 0,40 \cdot (0,51 \cdot 0,9 + 0,079 \cdot 0,44) \cdot 100\% = 0,22\%$	-
	суммарная потеря в ВЛ и КЛ $\Delta U\%_{\text{л}} = \Delta U\%_{\text{вл}} + \Delta U\%_{\text{кл}}$	0,32+0,13=0,45	0,58+0,19=0,77	0,68+0,22=0,90	3,16
	суммарная потеря от подстанции до электроприёмника, %	3,61	3,93	4,06	3,16

### 3.4 Выбор сечений низковольтных проводников

По условию нагрева длительным расчётным током  $I_p$  допустимый ток в проводнике  $I_{пр}$  определяется по выражению [4]

$$I_{расч} \leq I_{пр} = k_n I_{дл} \quad (3.21)$$

где  $I_{дл}$  – значение допустимого тока в проводнике;

$K_n$  – коэффициент, учитывающий условия прокладки провода.

Согласно ПУЭ, с учетом коэффициента защиты должно быть проведен выбор низковольтного проводника в согласовании с аппаратом, его защищающим [4], с учетом формулы:

$$I_{пр} \geq K_3 \cdot I_3 \quad (3.22)$$

где  $K_3$  – коэффициент защиты.

Результаты расчетов сведены в таблицу 3.8.

Таблица 3.8 – Выбор сечений низковольтных проводников [4]

Разделы	Обозначения и расчётные формулы, единицы измерения		Номер п/п	Выбираемые аппараты и кабели	
	Номер линии или участка		1	-	
Электроприёмник	Наименование электроприёмника, тип, номер на плане силовой сети		2	Лампа ДКсТ-20000	
	Максимальная мощность $P_p$ или $P_n$ , кВт		3	20	
	Максимальный ток $I_p$ или $I_n$ , А		4	56	
	Пусковой или пиковый $I_p$ или $I_{кр}$ , А		5	56	
Аппаратура коммутация, управления и защита	Тип шкафа, ящика, НКУ, подстанции		6	МТП 40/6/0.4	
	Номинальный ток коммутац. аппарата		7	100	
	Тип автоматического выключателя		8	ВА 52-31	
	Уставка расцепителя выключателя, А		9	63	
	Тип магнитного пускателя		10	ПМА5202-УХЛ2В	
	Тип теплового реле		11	ППТ -10	
	Номинальный ток уставки тепл.реле, А		12	70	
	Плавкий предохранитель	Тип предохранителя		13	-
		Ток плавкой вставки		14	-
	Расчёт сечения проводов и кабелей	По условиям срабатывания токовой защиты	Ток срабатывания защиты	15	70
Коэффициент защиты			16	1	
Расч.ток проводника			17	70	
По условиям нагрева длительным током нагрузки		Характер-ка среды и условий прокладки		18	В воздухе +30°C
		Поправочн.коэф-т на услов.прокладки $K_p$		19	0,96
		Расч.ток проводника		20	91,2
Принят кабель		Допус.ток.принорм.усл прокладки $I_{доп}$		21	95
		Марка		22	КГ
		Сечение и кол-во жил		23	3·25+1·10 +1·16

### Окончание таблицы 3.8

Обозначения и расчетные формулы, единицы измерения		Номер п/п	Выбираемые аппараты и кабели
Параметры трансформатора	Номинальный ток тр-ра I н.тр	24	60,7
	Коэффициент загрузки тр-ра	25	0,76
	S <sub>н,тр</sub> ,кВА	26	40
	ΔP <sub>кз</sub> ,кВт	27	0,88
	U <sub>кз</sub> , %	28	4,5
Потеря напряженности в трансформаторе	U <sub>а</sub> , %	29	2,2
	U <sub>р</sub> ,%	30	3,92
	ΔU тр, %	31	3,29
Параметры кабеля	L км	32	0,015
	го, Ом/км	33	0,71
	хо, Ом/км	34	0,085
Потеря напряжения в кабеле ΔU %		35	0,174
Суммарная потеря напряжения ΣΔU %		36	3,464
Условия Σ ΔU < 10 % или Σ ΔU < 7,5 %		37	- выполняется
Минимальный ток трёхфазного КЗ		38	1079
Минимальный ток двухфазного КЗ		39	939
Кратность отсечки выключателя K <sub>о</sub>		40	10
Ток срабатывания отсечки выключателя		41	630
Кратность срабатывания отсечки		42	1,49
Требования K <sub>о.расч</sub> ≥ 1,4		43	выполняется
K <sub>о.расч</sub> ≥ 1,25		44	
Кратность срабатывания плавких вставок		45	-

### 3.5 Проверка успешности запуска наиболее мощных двигателей

Проверка сети напряжением 6 кВ сводится к определению фактического напряжения на зажимах двигателя экскаватора ЭШ-20/90. Рассматривается экскаватор, питающийся по линии №21.

Индуктивное сопротивление трансформатора [4]:

$$X_{тр} = \frac{10 \cdot U_{кз} \cdot U^2}{S_{н.тр}} = \frac{10 \cdot 7,5 \cdot 6,6^2}{10000} = 0,33 \text{ Ом.} \quad (3.23)$$

Сопротивление участка воздушной линии электропередачи №21.

$$X_{вл21} = 0,4 \cdot L_{вл} = 0,4 \cdot 1,8 = 0,72 \text{ Ом.} \quad (3.24)$$

Сопротивление общего участка сети [4]:

$$X_{общ} = X_{тр} + X_{вл21} = 0,33 + 0,72 = 1,05 \text{ Ом.} \quad (3.25)$$

Сопrotивление внешнего участка сети [4]:

$$X_{\text{вн}} = X_{\text{тр}} + X_{\text{вл21}} = 0,33 + 0,72 = 1,05 \text{ Ом.} \quad (3.26)$$

Потеря напряжения в сети от прочей нагрузки [4]:

$$\Delta U_{\text{пр}} = \frac{(\mathbb{R}_{\text{общ}} + X_{\text{общ}}) P_{\text{расч.пр}} \cdot 10^{-3}}{U_{\text{ном}}} \approx \frac{1,05 \cdot 1600 \cdot 10^{-3}}{6} = 0,28 \text{ кВ.}$$

Напряжение на зажимах сетевого двигателя экскаватора в момент его пуска ( $U_{\text{дп}}$ ) определяют по выражению [4]:

$$U_{\text{дп}} = \frac{(U_x - \Delta U_{\text{пр}})}{1 + \sqrt{3} K_{\text{нн}} I_{\text{н.дв}} U^{-1} X_{\text{вн}} 10^{-3}} = \frac{6,6 - 0,28}{1 + \sqrt{3} \cdot 7 \cdot 132,94 \cdot 6^{-1} \cdot 1,05 \cdot 10^{-3}} = 4,93$$

Кратность напряжения на зажимах двигателя в момент его пуска определяют по выражению [4]

$$\dot{U}_{\text{дп}} = \frac{U_{\text{дп}}}{U_{\text{ном}}} \quad \dot{U}_{\text{дп}} = \frac{4,93}{6} = 0,82. \quad (3.27)$$

Условие  $\dot{U}_{\text{дп}} \geq 0,75$  для нормального запуска сетевого двигателя экскаватора ЭШ-20/90 выполняется.

Рассматривается экскаватор, питающийся по линии №31.

Сопrotивление участка воздушной линии электропередачи №31.

$$X_{\text{вл21}} = 0,4 \cdot L_{\text{вл}} = 0,4 \cdot 0,4 = 0,16 \text{ Ом.} \quad (3.28)$$

Сопrotивление общего и внешнего участка сети [4]:

$$X_{\text{общ}} = X_{\text{вн}} = X_{\text{тр}} + X_{\text{вл21}} = 0,33 + 0,16 = 0,49 \text{ Ом.} \quad (3.29)$$

Потеря напряжения в сети от прочей нагрузки [4]:

$$\Delta U_{\text{пр}} = \frac{(\mathbb{R}_{\text{общ}} + X_{\text{общ}}) P_{\text{расч.пр}} \cdot 10^{-3}}{U_{\text{ном}}} \approx \frac{0,49 \cdot 1600 \cdot 10^{-3}}{6} = 0,13 \text{ кВ.} \quad (3.30)$$

Напряжение на зажимах сетевого двигателя экскаватора в момент его пуска ( $U_{\text{дп}}$ ) определяют по выражению [4]:

$$U_{\text{дп}} = \frac{(U_x - \Delta U_{\text{пр}})}{1 + \sqrt{3} K_{\text{нн}} I_{\text{н.дв}} U^{-1} X_{\text{вн}} 10^{-3}} = \frac{6,6 - 0,13}{1 + \sqrt{3} \cdot 7 \cdot 132,94 \cdot 6^{-1} \cdot 0,49 \cdot 10^{-3}} = 5,72$$

Кратность напряжения на зажимах двигателя в момент его пуска определяют по выражению [4]

$$\dot{U}_{\text{дп}} = \frac{U_{\text{дп}}}{U_{\text{ном}}} \quad \dot{U}_{\text{дп}} = \frac{5,72}{6} = 0,95. \quad (3.31)$$

Условие  $\dot{U}_{\text{дп}} \geq 0,75$  для нормального запуска сетевого двигателя экскаватора ЭШ-20/90 выполняется.

### 3.6 Расчет токов короткого замыкания в высоковольтных сетях

Расчет выполняем в системе относительных базисных величин в соответствии с методикой расчета, приведенной в [4]. По расчетной схеме (рис. 1) составляем схему замещения на рисунке 3.2.

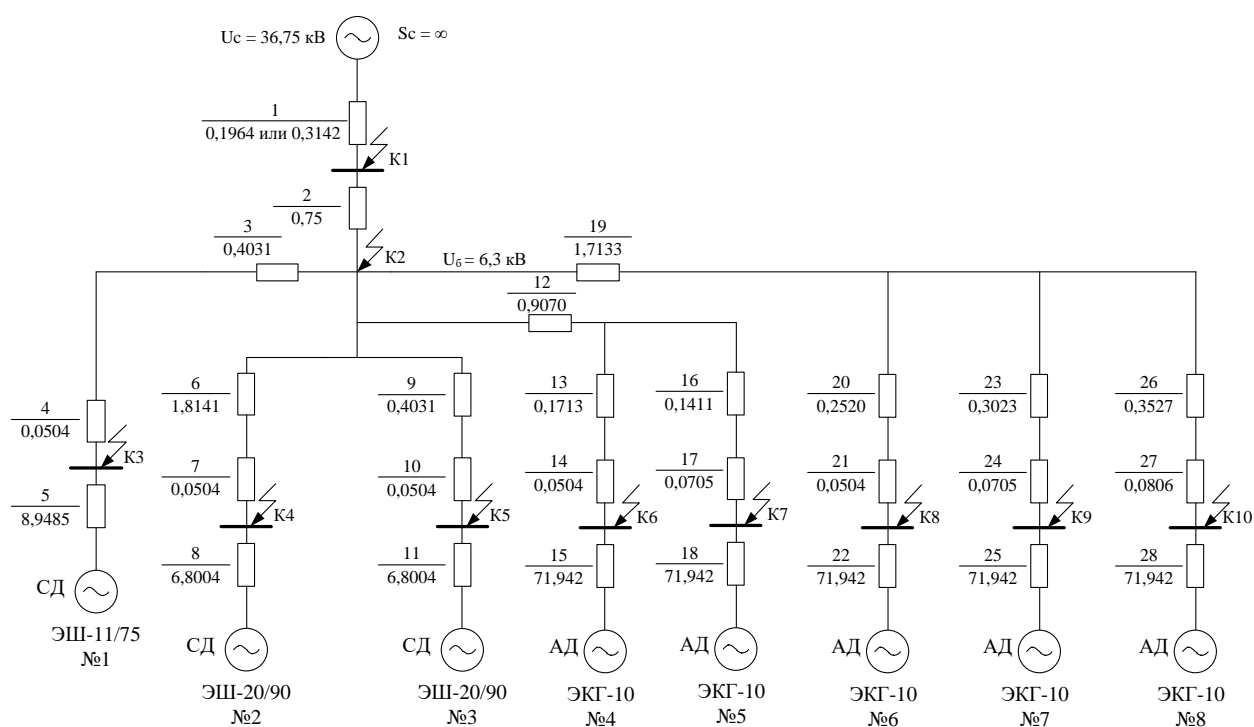


Рисунок 3.2 – Схема замещения для расчета токов короткого замыкания

Принимаем базисную мощность  $S_b = 100$  МВА.

Определяем максимальную и минимальную мощность короткого замыкания на стороне 35 кВ ПКТП – 10000/35/6 [4]:

$$S_{\text{кз.к1 max}} = \sqrt{3} U_c I_{\text{кз.к1 max}}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 36,75 \cdot 8 = 509,2 \text{ МВА}; \quad (3.32)$$

$$S_{\text{кз.к1 min}} = \sqrt{3} U_c I_{\text{кз.к1 min}}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 36,75 \cdot 5 = 318,3 \text{ МВА}, \quad (3.33)$$

Базисные сопротивления системы:



$$x_{*c.\min(\bar{\sigma})} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{\text{кз.к1max}}} = \frac{100}{509,2} = 0,1964 \text{ о. е.} \quad (3.34)$$

$$x_{*c.\max(\bar{\sigma})} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{\text{кз.к1min}}} = \frac{100}{318,3} = 0,3142 \text{ о. е.} \quad (3.35)$$

Относительное базисное сопротивление трансформатора ТМН-10000/35/6 с учетом его параметров из таблицы 3.2:

$$x_{*m(\bar{\sigma})} = u_{\text{к}} \% \frac{S_{\bar{\sigma}}}{100 \cdot S_{\text{н.т}}} = 7,5 \frac{100}{100 \cdot 10} = 0,75 \text{ о. е.}, \quad (3.36)$$

Базисный ток в сети 6 кВ карьера [4]

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 9,16 \text{ кА}, \quad (3.37)$$

Результирующее сопротивление до точки К2

$$x_{*рез.к2\min} = x_{*c.\min(\bar{\sigma})} + x_{*m(\bar{\sigma})} = 0,1964 + 0,75 = 0,9464 \text{ о.е.}; \quad (3.38)$$

$$x_{*рез.к2\max} = x_{*c.\max(\bar{\sigma})} + x_{*m(\bar{\sigma})} = 0,3142 + 0,75 = 1,0642 \text{ о.е.} \quad (3.39)$$

Ток КЗ в точке К2 от электрической системы в любой момент времени

$$I_{\text{кз.к2max}}^{(3)} = \frac{I_{\bar{\sigma}}}{x_{*рез.к2\min}} = \frac{9,16}{0,9464} = 9,679 \text{ кА}. \quad (3.40)$$

$$I_{\text{кз.к2min}}^{(3)} = \frac{I_{\bar{\sigma}}}{x_{*рез.к2\max}} = \frac{9,16}{1,0642} = 8,607 \text{ кА}. \quad (3.41)$$

Относительное базисное сопротивление участка №11 воздушной линии (ВЛ):

$$x_{*вл11(\bar{\sigma})} = x_{\text{уд}} l_{\text{вл11}} \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{\bar{\sigma}}^2} = 0,4 \cdot 0,4 \frac{100}{6,3^2} = 0,4031 \text{ о.е.} \quad (3.42)$$

В таблице 3.9 приводятся относительные базисные сопротивления для всех участков линий расчетной схемы (рисунки 3.1-3.2).

Относительное базисное сопротивление синхронного двигателя экскаватора №1 ЭШ-11/75

$$X_{*CD(\delta)} = x_d'' \frac{S_{\delta}}{S_{ном}} = 0,2 \cdot \frac{100}{2,235} = 8,9485 \text{ о.е.}, \quad (3.43)$$

где  $x_d'' = 0,2$  - сверхпереходное индуктивное сопротивление двигателя, которое в упрощенных расчетах можно принимать для всех двигателей одинаковым, равным 0,2 о.е.;

$$S_n = \frac{P_n}{1000 \cos \phi_n} = \frac{1900}{1000 \cdot 0,85} = 2,235 \text{ МВА}, \quad (3.44)$$

где  $P_n = 1900$  - номинальная мощность электродвигателя кВт;  $\cos \phi_n = 0,85$  - номинальный коэффициент мощности электродвигателя.

Таблица 3.9 – Сопротивления участков линий

Номер участка сети	Номер элемента на схеме замещения	Длина ВЛ или КЛ, км	$x_{уд}$ , Ом/км	$S_{\delta}$ , МВА	$U_{\delta}$ , кВ	$x_{*лэл(\delta)}$
11 ВЛ	3	0,400	0,40	100	6,3	0,4031
11 КЛ	4	0,250	0,08	100	6,3	0,0504
21 ВЛ	6	1,800	0,40	100	6,3	1,8141
21 КЛ	7	0,250	0,08	100	6,3	0,0504
31 ВЛ	9	0,400	0,40	100	6,3	0,4031
31 КЛ	10	0,250	0,08	100	6,3	0,0504
41 ВЛ	12	0,900	0,40	100	6,3	0,907
42 ВЛ	13	0,170	0,40	100	6,3	0,1713
42 КЛ	14	0,250	0,08	100	6,3	0,0504
43 ВЛ	16	0,140	0,40	100	6,3	0,1411
43 КЛ	17	0,350	0,08	100	6,3	0,0705
51 ВЛ	19	1,700	0,40	100	6,3	1,7133
52 ВЛ	20	0,250	0,40	100	6,3	0,252
52 КЛ	21	0,250	0,08	100	6,3	0,0504
53 ВЛ	23	0,300	0,40	100	6,3	0,3023
53 КЛ	24	0,350	0,08	100	6,3	0,0705
54 ВЛ	26	0,350	0,40	100	6,3	0,3527
54 КЛ	27	0,400	0,08	100	6,3	0,0806

В таблице 3.10 приводятся относительные базисные сопротивления всех сетевых высоковольтных электродвигателей экскаваторов.

Таблица 3.10 – Относительные базисные сопротивления электродвигателей

ЭП с двигателем (синхронным или асинхронным)	№ ЭП	X"d	P <sub>н</sub> , кВт	cosφ <sub>н</sub>	S <sub>н</sub> , МВА	S <sub>б</sub> , МВА	x* <sub>д(б)</sub> о.е.
№1 ЭШ-11/75	5	0,2	1900	0,85	2,235	100	8,9485
№2,3 ЭШ-20/90	8, 11	0,2	2500	0,85	2,941	100	6,8004
№4-8 ЭКГ-10	15, 18, 22, 25, 28	0,2	250	0,9	0,278	100	71,942

Результирующее сопротивление от экскаватора №1 до точки К2

$$X_{*рез(б)} = 8,9485 + 0,0504 + 0,4031 = 9,402 \text{ о. е.} \quad (3.45)$$

Периодическая составляющая в точке К2 от экскаватора № 1 [4]

$$I_{*n0(б)} = \frac{E''_{*0(б)}}{X_{*рез(б)}} = \frac{1,074}{9,402} = 0,114 \text{ о. е.} \quad (3.46)$$

Значение периодической составляющей тока К3 от экскаватора № 1 [4]

$$I_{*n0(ном)} = I_{*n0(б)} \frac{S_{б}}{S_{ном}} = 0,114 \frac{100}{2,235} = 5,1 \text{ о. е.} \quad (3.47)$$

Коэффициенты затухания по кривым [4, рис. 4-5]:

$$\gamma_{t=0} = 0,90; \gamma_{t=0,05} = 0,68; \gamma_{t=0,1} = 0,64; \gamma_{t=0,2} = 0,63$$

Периодические составляющие тока К3 от двигателя для моментов времени 0; 0,05; 0,1; 0,2 с.

$$I_{nt=0} = \gamma_{t=0} I_{*n0(б)} I_{б} = 0,90 \cdot 0,114 \cdot 9,16 = 0,940 \text{ кА}; \quad (3.48)$$

$$I_{nt=0,05} = \gamma_{t=0,05} I_{*n0(б)} I_{б} = 0,68 \cdot 0,114 \cdot 9,16 = 0,710 \text{ кА}; \quad (3.49)$$

$$I_{nt=0,1} = \gamma_{t=0,1} I_{*n0(б)} I_{б} = 0,64 \cdot 0,114 \cdot 9,16 = 0,679 \text{ кА}; \quad (3.50)$$

$$I_{nt=0,2} = \gamma_{t=0,2} I_{*n0(б)} I_{б} = 0,63 \cdot 0,114 \cdot 9,16 = 0,658 \text{ кА}; \quad (3.51)$$

$$I_{nt=\infty} = \gamma_{t=\infty} I_{*n0(б)} I_{б} = 0,63 \cdot 0,114 \cdot 9,16 = 0,658 \text{ кА}. \quad (3.52)$$

Ток ударный [4]

$$i_y = 2,55 I_{nt=0} = 2,55 \cdot 0,940 = 2,397 \text{ кА}. \quad (3.53)$$

Мощность короткого замыкания в период времени t = 0,2 с:

$$S_{кзt=0,2}^{(3)} = \sqrt{3} I_{nt=0,2} U_c = \sqrt{3} \cdot 0,658 \cdot 6,3 = 7,18 \text{ МВА}. \quad (3.54)$$

Остальные расчеты аналогичны (таблица 3.11).

Таблица 3.11 – Расчет токов КЗ

№ п/п	Точка КЗ	Место КЗ	Режим КЗ	Uн, кВ	Iб, кА	X*рез(б)	наименование	Sn, МВА	E"*0(б)	I*п0(б)	I*п0(ном)	
1	К1	РУ-35	max	35	-	0,1964	Система	∞	-	-	-	
2			min	35	-	0,3142	Система	∞	-	-	-	
3	К2	шины п/ст	max	6	9,16	0,9464	Система	∞	-	-	-	
4			min	6	9,16	1,0642	Система	∞	-	-	-	
5			-	6	9,16	9,402	ЭШ-11/75	2,235	1,074	0,114	5,101	
6			-	6	9,16	8,6649	ЭШ-20/90	2,941	1,074	0,124	4,216	
7			-	6	9,16	7,2539	ЭШ-20/90	2,941	1,074	0,148	5,032	
8			-	6	9,16	73,0707	ЭКГ-10	0,278	0,93	0,013	4,676	
9			-	6	9,16	73,0606	ЭКГ-10	0,278	0,93	0,013	4,676	
10			-	6	9,16	73,9577	ЭКГ-10	0,278	0,93	0,013	4,676	
11			-	6	9,16	74,0281	ЭКГ-10	0,278	0,93	0,013	4,676	
12			-	6	9,16	74,0886	ЭКГ-10	0,278	0,93	0,013	4,676	
13			-	max	6	-	-	Сумма	-	-	-	-
14			-	min	6	-	-	Сумма	-	-	-	-
15	К3	ЭШ-11/75 №1	max	6	9,16	1,5963	Система	∞	-	-	-	
16			min	6	9,16	3,2429	Система	∞	-	-	-	
17			-	6	9,16	8,9485	ЭШ-11/75	2,235	1,074	0,12	5,369	
18			-	6	9,16	9,1184	ЭШ-20/90	2,941	1,074	0,118	4,012	
19			-	6	9,16	7,7074	ЭШ-20/90	2,941	1,074	0,139	4,726	
20			-	6	9,16	73,5242	ЭКГ-10	0,278	0,93	0,013	4,676	
21			-	6	9,16	73,5141	ЭКГ-10	0,278	0,93	0,013	4,676	
22			-	6	9,16	74,4112	ЭКГ-10	0,278	0,93	0,012	4,317	
23			-	6	9,16	74,4816	ЭКГ-10	0,278	0,93	0,012	4,317	
24			-	6	9,16	74,5421	ЭКГ-10	0,278	0,93	0,012	4,317	
25			-	max	6	-	-	Сумма	-	-	-	-
26	-	min	6	-	-	Сумма	-	-	-	-		

Продолжение таблицы 3.11

№ п/п	$\gamma t=0$	$\gamma t=0,05$	$\gamma t=0,1$	$\gamma t=0,2$	$\text{Int}=0$	$\text{Int}=0,05$	$\text{Int}=0,1$	$\text{Int}=0,2$	$\text{Int}=\infty$	$i_y$	$S_{0,2}, \text{MBA}$
	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1	-	-	-	-	8	8	8	8	8	20,4	509,208
2	-	-	-	-	5	5	5	5	5	12,75	318,255
3	-	-	-	-	9,679	9,679	9,679	9,679	9,679	24,681	105,613
4	-	-	-	-	8,607	8,607	8,607	8,607	8,607	21,948	93,916
5	0,9	0,68	0,65	0,63	0,94	0,71	0,679	0,658	0,658	2,397	7,18
6	0,91	0,73	0,66	0,68	1,034	0,829	0,75	0,772	0,772	2,637	8,424
7	0,93	0,73	0,67	0,62	1,261	0,99	0,908	0,841	0,841	3,216	9,177
8	0,93	0,43	0,29	0,09	0,111	0,051	0,035	0,011	0,013	0,283	0,12
9	0,92	0,73	0,68	0,63	0,11	0,087	0,081	0,075	0,075	0,281	0,818
10	0,91	0,64	0,55	0,32	0,108	0,076	0,065	0,038	0,038	0,275	0,415
11	0,91	0,52	0,35	0,3	0,108	0,062	0,042	0,036	0,036	0,275	0,393
12	0,91	0,42	0,28	0,09	0,108	0,05	0,033	0,011	0,013	0,275	0,12
13	-	-	-	-	13,243	12,533	11,854	11,196	10,538	33,77	122,166
14	-	-	-	-	12,171	11,342	10,592	9,82	9,048	31,036	107,152
15	-	-	-	-	3,564	3,564	3,564	3,564	3,564	9,088	38,889
16	-	-	-	-	3,3858	3,3858	3,3858	3,3858	3,3858	8,634	36,944
17	0,92	0,71	0,68	0,64	1,011	0,78	0,747	0,703	0,703	2,578	7,671
18	0,91	0,74	0,67	0,69	0,984	0,8	0,724	0,746	0,746	2,509	8,14
19	0,94	0,74	0,67	0,63	1,197	0,942	0,853	0,802	0,802	3,052	8,751
20	0,93	0,44	0,29	0,09	0,111	0,052	0,035	0,011	0	0,283	0,12
21	0,93	0,74	0,69	0,64	0,111	0,088	0,082	0,076	0,076	0,283	0,829
22	0,92	0,65	0,55	0,33	0,101	0,071	0,06	0,036	0,036	0,258	0,393
23	0,92	0,68	0,68	0,61	0,101	0,075	0,075	0,067	0,067	0,258	0,731
24	0,9	0,42	0,28	0,09	0,099	0,046	0,031	0,01	0	0,252	0,109
25	-	-	-	-	7,077	6,297	5,55	4,847	4,144	18,046	52,889
26	-	-	-	-	6,8988	5,9568	5,1038	4,3018	3,4998	17,592	46,94

Продолжение таблицы 3.11

№ п/п	Точка КЗ	Место КЗ	Режим КЗ	Uн, кВ	Iб, кА	X*рез(б)	наименование	Sн, МВА	E''*0(б)	I*п0(б)	I*п0(ном)		
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11		
27	К4	ЭШ-20/90 №2	max	6	9,16	3,0073	Система	∞	-	-	-		
28			min	6	9,16	3,2429	Система	∞	-	-	-		
29			-	6	9,16	11,2665	ЭШ-11/75	2,235	1,074	0,095	4,251		
30			-	6	9,16	6,8004	ЭШ-20/90	2,941	1,074	0,158	5,372		
31			-	6	9,16	9,1184	ЭШ-20/90	2,941	1,074	0,118	4,012		
32			-	6	9,16	74,9352	ЭКГ-10	0,278	0,93	0,012	4,317		
33			-	6	9,16	74,9251	ЭКГ-10	0,278	0,93	0,012	4,317		
34			-	6	9,16	75,8222	ЭКГ-10	0,278	0,93	0,012	4,317		
35			-	6	9,16	75,8926	ЭКГ-10	0,278	0,93	0,012	4,317		
36			-	6	9,16	75,9531	ЭКГ-10	0,278	0,93	0,012	4,317		
37					max	6	-	-	Сумма	-	-	-	-
38					min	6	-	-	Сумма	-	-	-	-
39			К5	ЭШ-20/90 №3	max	6	9,16	1,5963	Система	∞	-	-	-
40					min	6	9,16	1,8319	Система	∞	-	-	-
41	-	6			9,16	9,8555	ЭШ-11/75	2,235	1,074	0,109	4,877		
42	-	6			9,16	9,1184	ЭШ-20/90	2,941	1,074	0,118	4,012		
43	-	6			9,16	6,8004	ЭШ-20/90	2,941	1,074	0,158	5,372		
44	-	6			9,16	73,5242	ЭКГ-10	0,278	0,93	0,013	4,676		
45	-	6			9,16	73,5141	ЭКГ-10	0,278	0,93	0,013	4,676		
46	-	6			9,16	74,4112	ЭКГ-10	0,278	0,93	0,012	4,317		
47	-	6			9,16	74,4816	ЭКГ-10	0,278	0,93	0,012	4,317		
48	-	6			9,16	74,5421	ЭКГ-10	0,278	0,93	0,012	4,317		
49					max	6	-	-	Сумма	-	-	-	-
50					min	6	-	-	Сумма	-	-	-	-

Продолжение таблицы 3.11

№ п/п	$\gamma t=0$	$\gamma t=0,05$	$\gamma t=0,1$	$\gamma t=0,2$	$\text{Int}=0$	$\text{Int}=0,05$	$\text{Int}=0,1$	$\text{Int}=0,2$	$\text{Int}=\infty$	iy	S0,2, MBA
	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
27	-	-	-	-	3,046	3,046	3,046	3,046	3,046	7,767	33,237
28	-	-	-	-	2,825	2,825	2,825	2,825	2,825	7,204	30,825
29	0,88	0,67	0,64	0,62	0,766	0,583	0,557	0,54	0,54	1,953	5,892
30	0,89	0,72	0,65	0,67	1,288	1,042	0,941	0,97	0,97	3,284	10,584
31	0,91	0,72	0,66	0,61	0,984	0,778	0,713	0,659	0,659	2,509	7,191
32	0,91	0,42	0,28	0,09	0,1	0,046	0,031	0,01	0,011	0,255	0,109
33	0,9	0,72	0,67	0,62	0,099	0,079	0,074	0,068	0,068	0,252	0,742
34	0,89	0,63	0,54	0,31	0,098	0,069	0,059	0,034	0,034	0,25	0,371
35	0,89	0,51	0,34	0,29	0,098	0,056	0,037	0,032	0,032	0,25	0,349
36	0,89	0,41	0,27	0,09	0,098	0,045	0,03	0,01	0,011	0,25	0,109
37	-	-	-	-	6,381	5,798	5,241	4,701	4,161	16,272	51,295
38	-	-	-	-	6,16	5,118	4,177	3,207	2,237	15,708	34,994
39	-	-	-	-	3,335	3,335	3,335	3,335	3,335	8,504	36,39
40	-	-	-	-	3,1683	3,1683	3,1683	3,1683	3,1683	8,079	34,571
41	0,9	0,7	0,67	0,63	0,899	0,699	0,669	0,629	0,629	2,292	6,863
42	0,89	0,73	0,66	0,68	0,962	0,789	0,713	0,735	0,735	2,453	8,02
43	0,92	0,73	0,66	0,62	1,331	1,057	0,955	0,897	0,897	3,394	9,788
44	0,91	0,43	0,28	0,09	0,108	0,051	0,033	0,011	0,013	0,275	0,12
45	0,91	0,73	0,68	0,63	0,108	0,087	0,081	0,075	0,075	0,275	0,818
46	0,9	0,64	0,54	0,32	0,099	0,07	0,059	0,035	0,035	0,252	0,382
47	0,9	0,67	0,67	0,6	0,099	0,074	0,074	0,066	0,066	0,252	0,72
48	0,88	0,41	0,27	0,09	0,097	0,045	0,03	0,01	0,011	0,247	0,109
49	-	-	-	-	6,84	6,141	5,472	4,843	4,214	17,442	52,845
50	-	-	-	-	6,6733	5,6163	4,6613	3,7643	2,8673	17,017	41,075



Продолжение таблицы 3.11

№ п/п	Точка КЗ	Место КЗ	Режим КЗ	U <sub>н</sub> , кВ	I <sub>б</sub> , кА	X*рез(б)	наименование	S <sub>н</sub> , МВА	E**0(б)	I*п0(б)	I*п0(ном)		
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11		
51	К6	ЭКГ-10 №4	max	6	9,16	2,2715	Система	∞	-	-	-		
52			min	6	9,16	2,5071	Система	∞	-	-	-		
53			-	6	9,16	10,5307	ЭШ-11/75	2,235	1,074	0,102	4,564		
54			-	6	9,16	9,7936	ЭШ-20/90	2,941	1,074	0,11	3,74		
55			-	6	9,16	8,3826	ЭШ-20/90	2,941	1,074	0,128	4,352		
56			-	6	9,16	71,942	ЭКГ-10	0,278	0,93	0,013	4,676		
57			-	6	9,16	74,1893	ЭКГ-10	0,278	0,93	0,013	4,676		
58			-	6	9,16	75,0864	ЭКГ-10	0,278	0,93	0,012	4,317		
59			-	6	9,16	75,1568	ЭКГ-10	0,278	0,93	0,012	4,317		
60			-	6	9,16	75,2173	ЭКГ-10	0,278	0,93	0,012	4,317		
61					max	6	-	-	Сумма	-	-	-	-
62					min	6	-	-	Сумма	-	-	-	-
63	К7	ЭКГ-10 №5	max	6	9,16	2,2614	Система	∞	-	-	-		
64			min	6	9,16	2,497	Система	∞	-	-	-		
65			-	6	9,16	10,5206	ЭШ-11/75	2,235	1,074	0,102	4,564		
66			-	6	9,16	9,7835	ЭШ-20/90	2,941	1,074	0,11	3,74		
67			-	6	9,16	8,3725	ЭШ-20/90	2,941	1,074	0,128	4,352		
68			-	6	9,16	74,1893	ЭКГ-10	0,278	0,93	0,013	4,676		
69			-	6	9,16	71,942	ЭКГ-10	0,278	0,93	0,013	4,676		
70			-	6	9,16	75,0763	ЭКГ-10	0,278	0,93	0,012	4,317		
71			-	6	9,16	75,1467	ЭКГ-10	0,278	0,93	0,012	4,317		
72			-	6	9,16	75,2072	ЭКГ-10	0,278	0,93	0,012	4,317		
73					max	6	-	-	Сумма	-	-	-	-
74					min	6	-	-	Сумма	-	-	-	-

Продолжение таблицы 3.11

№ п/п	$\gamma t=0$	$\gamma t=0,05$	$\gamma t=0,1$	$\gamma t=0,2$	$\text{Int}=0$	$\text{Int}=0,05$	$\text{Int}=0,1$	$\text{Int}=0,2$	$\text{Int}=\infty$	$i_y$	$s_{0,2}, \text{MBA}$
	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
51	-	-	-	-	4,033	4,033	4,033	4,033	4,033	10,284	44,006
52	-	-	-	-	3,654	3,654	3,654	3,654	3,654	9,318	39,871
53	0,87	0,66	0,63	0,61	0,813	0,617	0,589	0,57	0,57	2,073	6,22
54	0,88	0,71	0,64	0,66	0,887	0,715	0,645	0,665	0,665	2,262	7,256
55	0,9	0,71	0,65	0,6	1,055	0,832	0,762	0,703	0,703	2,69	7,671
56	0,9	0,42	0,28	0,09	0,107	0,05	0,033	0,011	0,013	0,273	0,12
57	0,89	0,71	0,66	0,61	0,106	0,085	0,079	0,073	0,073	0,27	0,797
58	0,88	0,62	0,53	0,31	0,097	0,068	0,058	0,034	0,034	0,247	0,371
59	0,88	0,5	0,34	0,29	0,097	0,055	0,037	0,032	0,032	0,247	0,349
60	0,88	0,41	0,27	0,09	0,097	0,045	0,03	0,01	0,011	0,247	0,109
61	-	-	-	-	7,098	6,481	5,892	5,322	4,752	18,1	58,072
62	-	-	-	-	6,719	6,004	5,359	4,694	4,029	17,133	51,219
63	-	-	-	-	3,065	3,065	3,065	3,065	3,065	7,816	33,444
64	-	-	-	-	2,9118	2,9118	2,9118	2,9118	2,9118	7,425	31,772
65	0,89	0,69	0,66	0,62	0,832	0,645	0,617	0,579	0,579	2,122	6,318
66	0,88	0,72	0,65	0,67	0,887	0,725	0,655	0,675	0,675	2,262	7,365
67	0,91	0,72	0,65	0,61	1,067	0,844	0,762	0,715	0,715	2,721	7,802
68	0,9	0,43	0,28	0,09	0,107	0,051	0,033	0,011	0,013	0,273	0,12
69	0,9	0,72	0,67	0,62	0,107	0,086	0,08	0,074	0,074	0,273	0,807
70	0,89	0,63	0,53	0,32	0,098	0,069	0,058	0,035	0,035	0,25	0,382
71	0,89	0,66	0,66	0,59	0,098	0,073	0,073	0,065	0,065	0,25	0,709
72	0,87	0,41	0,27	0,09	0,096	0,045	0,03	0,01	0,011	0,245	0,109
73	-	-	-	-	6,161	5,516	4,899	4,32	3,741	15,711	47,138
74	-	-	-	-	6,0078	5,1638	4,4018	3,6868	2,9718	15,32	40,229

Продолжение таблицы 3.11

№ п/п	Точка КЗ	Место КЗ	Режим КЗ	U <sub>н</sub> , кВ	I <sub>б</sub> , кА	X*рез(б)	наименование	S <sub>н</sub> , МВА	E**0(б)	I*п0(б)	I*п0(ном)		
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11		
75	К8	ЭКГ-10 №6	max	6	9,16	3,1585	Система	∞	-	-	-		
76			min	6	9,16	3,3941	Система	∞	-	-	-		
77			-	6	9,16	11,4177	ЭШ-11/75	2,235	1,074	0,094	4,206		
78			-	6	9,16	10,6806	ЭШ-20/90	2,941	1,074	0,101	3,434		
79			-	6	9,16	9,2696	ЭШ-20/90	2,941	1,074	0,116	3,944		
80			-	6	9,16	75,0864	ЭКГ-10	0,278	0,93	0,012	4,317		
81			-	6	9,16	75,0763	ЭКГ-10	0,278	0,93	0,012	4,317		
82			-	6	9,16	71,942	ЭКГ-10	0,278	0,93	0,013	4,676		
83			-	6	9,16	76,0438	ЭКГ-10	0,278	0,93	0,012	4,317		
84			-	6	9,16	76,1043	ЭКГ-10	0,278	0,93	0,012	4,317		
85			-	6	-	-	Сумма	-	-	-	-		
86			-	6	-	-	Сумма	-	-	-	-		
87			К9	ЭКГ-10 №7	max	6	9,16	3,2289	Система	∞	-	-	-
88					min	6	9,16	3,4645	Система	∞	-	-	-
89	-	6			9,16	11,4881	ЭШ-11/75	2,235	1,074	0,093	4,161		
90	-	6			9,16	10,751	ЭШ-20/90	2,941	1,074	0,1	3,4		
91	-	6			9,16	9,34	ЭШ-20/90	2,941	1,074	0,115	3,91		
92	-	6			9,16	75,1568	ЭКГ-10	0,278	0,93	0,012	4,317		
93	-	6			9,16	75,1467	ЭКГ-10	0,278	0,93	0,012	4,317		
94	-	6			9,16	76,0438	ЭКГ-10	0,278	0,93	0,012	4,317		
95	-	6			9,16	71,942	ЭКГ-10	0,278	0,93	0,013	4,676		
96	-	6			9,16	76,1747	ЭКГ-10	0,278	0,93	0,012	4,317		
97	-	6			-	-	Сумма	-	-	-	-		
98	-	6			-	-	Сумма	-	-	-	-		

Продолжение таблицы 3.11

№ п/п	$\gamma t=0$	$\gamma t=0,05$	$\gamma t=0,1$	$\gamma t=0,2$	$\text{Int}=0$	$\text{Int}=0,05$	$\text{Int}=0,1$	$\text{Int}=0,2$	$\text{Int}=\infty$	iy	S0,2, MBA
	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
75	-	-	-	-	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	7,395	31,644
76	-	-	-	-	2,699	2,699	2,699	2,699	2,699	6,882	29,45
77	0,88	0,66	0,63	0,61	0,758	0,568	0,542	0,525	0,525	1,933	5,729
78	0,89	0,71	0,64	0,66	0,823	0,657	0,592	0,611	0,611	2,099	6,667
79	0,91	0,71	0,65	0,6	0,967	0,754	0,691	0,638	0,638	2,466	6,962
80	0,91	0,42	0,28	0,09	0,1	0,046	0,031	0,01	0,011	0,255	0,109
81	0,9	0,71	0,66	0,61	0,099	0,078	0,073	0,067	0,067	0,252	0,731
82	0,89	0,62	0,54	0,31	0,106	0,074	0,064	0,037	0,037	0,27	0,404
83	0,89	0,51	0,34	0,29	0,098	0,056	0,037	0,032	0,032	0,25	0,349
84	0,89	0,41	0,27	0,09	0,098	0,045	0,03	0,01	0,011	0,25	0,109
85	-	-	-	-	5,745	5,177	4,635	4,11	3,585	14,65	44,847
86	-	-	-	-	5,544	4,887	4,295	3,684	3,073	14,137	40,198
87	-	-	-	-	2,845	2,845	2,845	2,845	2,845	7,255	31,044
88	-	-	-	-	2,7028	2,7028	2,7028	2,7028	2,7028	6,892	29,492
89	0,9	0,69	0,66	0,62	0,767	0,588	0,562	0,528	0,528	1,956	5,761
90	0,89	0,72	0,65	0,67	0,815	0,66	0,595	0,614	0,614	2,078	6,7
91	0,92	0,72	0,65	0,61	0,969	0,758	0,685	0,643	0,643	2,471	7,016
92	0,91	0,43	0,28	0,09	0,1	0,047	0,031	0,01	0,011	0,255	0,109
93	0,91	0,72	0,67	0,62	0,1	0,079	0,074	0,068	0,068	0,255	0,742
94	0,9	0,63	0,54	0,32	0,099	0,069	0,059	0,035	0,035	0,252	0,382
95	0,9	0,66	0,66	0,59	0,107	0,079	0,079	0,07	0,07	0,273	0,764
96	0,88	0,41	0,27	0,09	0,097	0,045	0,03	0,01	0,011	0,247	0,109
97	-	-	-	-	5,693	5,105	4,543	4,015	3,487	14,517	43,81
98	-	-	-	-	5,5508	4,7928	4,1078	3,4648	2,8218	14,155	37,807

Продолжение таблицы 3.11

№ п/п	Точка КЗ	Место КЗ	Режим КЗ	U <sub>н</sub> , кВ	I <sub>б</sub> , кА	X*рез(б)	наименование	S <sub>н</sub> , МВА	E''*0(б)	I*п0(б)	I*п0(ном)		
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11		
99	К10	ЭКГ-10 №8	max	6	9,16	3,2894	Система	∞	-	-	-		
100			min	6	9,16	3,525	Система	∞	-	-	-		
101			-	6	9,16	11,5486	ЭШ-11/75	2,235	1,074	0,093	4,161		
102			-	6	9,16	10,8115	ЭШ-20/90	2,941	1,074	0,099	3,366		
103			-	6	9,16	9,4005	ЭШ-20/90	2,941	1,074	0,114	3,876		
104			-	6	9,16	75,2173	ЭКГ-10	0,278	0,93	0,012	4,317		
105			-	6	9,16	75,2072	ЭКГ-10	0,278	0,93	0,012	4,317		
106			-	6	9,16	76,1043	ЭКГ-10	0,278	0,93	0,012	4,317		
107			-	6	9,16	76,1747	ЭКГ-10	0,278	0,93	0,012	4,317		
108			-	6	9,16	71,942	ЭКГ-10	0,278	0,93	0,013	4,676		
109					max	6	-	-	Сумма	-	-	-	-
110					min	6	-	-	Сумма	-	-	-	-

Окончание таблицы 3.11

№ п/п	$\gamma t=0$	$\gamma t=0,05$	$\gamma t=0,1$	$\gamma t=0,2$	$I_{nt}=0$	$I_{nt}=0,05$	$I_{nt}=0,1$	$I_{nt}=0,2$	$I_{nt}=\infty$	$i_y$	$s_{0,2}, MBA$
	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
99	-	-	-	-	2,785	2,785	2,785	2,785	2,785	7,102	30,389
100	-	-	-	-	2,599	2,599	2,599	2,599	2,599	6,627	28,359
101	0,87	0,66	0,63	0,61	0,741	0,562	0,537	0,52	0,52	1,89	5,674
102	0,88	0,71	0,64	0,66	0,798	0,644	0,58	0,599	0,599	2,035	6,536
103	0,9	0,71	0,65	0,6	0,94	0,741	0,679	0,627	0,627	2,397	6,842
104	0,9	0,42	0,28	0,09	0,099	0,046	0,031	0,01	0,011	0,252	0,109
105	0,89	0,71	0,66	0,61	0,098	0,078	0,073	0,067	0,067	0,25	0,731
106	0,88	0,62	0,53	0,31	0,097	0,068	0,058	0,034	0,034	0,247	0,371
107	0,88	0,5	0,34	0,29	0,097	0,055	0,037	0,032	0,032	0,247	0,349
108	0,88	0,41	0,27	0,09	0,105	0,049	0,032	0,011	0,013	0,268	0,12
109	-	-		-	5,566	5,004	4,467	3,947	3,427	14,193	43,068
110	-	-	-	-	5,38	4,736	4,156	3,557	2,958	13,719	38,813

### 3.7 Выбор электрооборудования для электроустановок высокого напряжения

Надежная работа аппаратов обеспечивается выбором по номинальным параметрам [9]:

$$I_{\text{ном.а}} \geq I_{\text{ру}}, \text{ А} \quad (3.55)$$

$$U_{\text{ном.а}} \geq U_{\text{ном.у}}, \text{ кВ} \quad (3.36)$$

Далее необходимо проверить в аварийном режиме и найти термическую и динамическую устойчивость [9]:

$$I_{\text{н.ту}} \geq I_t \sqrt{\frac{t_{\text{п}}}{t_{\text{н.ту}}}}, \text{ кА}, \quad (3.57)$$

$$i_{\text{н.дин}} \geq i_y, \text{ кА}. \quad (3.58)$$

Для электроснабжения электрооборудования карьера выберем приключательные пункты с вакуумными выключателями типа КРУПЭ-6-20. Условия выбора и проверки самого мощного экскаватора ЭШ-20/90 сведены в табл.3.1. Так как остальные экскаваторы меньшей мощности чем данный, то для них принимаем тот же приключательный пункт [9].

Выбранный приключательный пункт КРУПЭ-6(10)-20 по своим параметрам соответствует всем условиям [9].

Техническая характеристика КРУПЭ-6(10)-20УХЛ2:					
Номинальное напряжение, кВ					6, 10.0
Наибольшее рабочее напряжение, кВ					7.2, 12.0
Номинальный ток, А					630
Номинальные рабочие токи цепи выключателя, А	50,100,200,300				
Номинальный ток отключения выключателя, кА					10, 20
Коммутационная износостойкость выключателя циклов					
Вкл. – откл., не менее					20000
Исполнение:					
Ввода					воздушно-кабельный
Вывода					кабельный
(одним или двумя кабелями)					
Степень защиты по ГОСТ 14254-80					1Р43
Вид управления					местное и дистанционное
Размеры, мм					
Ширина					1350
Глубина					1200
Высота					280
Масса, кг не более					750

Таблица 3.12 – Выбор приключательного пункта для самого мощного экскаватора

Выбираемая и проверяемая величина	Обозначение	Формула для проверки	Расчетное значение	Технические данные
Номинальное напряжение, кВ	$U_n$	$U_n \geq U_{ну}$	6	10
Номинальный длительный ток, А	$I_n$	$I_n \geq I_{ру}$	132,94	630
Номинальный ток отключения, кА	$I_{н.о}$	$I_{но} \geq I_{ро}$	1,288	20
Номинальная мощность отключения, кВА	$S_{но}$	$S_{но} \geq S_{ро}$	10,584	350
Допустимый ударный ток короткого замыкания, кА	$i_{н.дин}$	$i_{н.дин} \geq i_{н.расч}$	3,284	51
Ток термической устойчивости, кА	$I_{нтс}$	$I_{н.ту} \geq I_t \sqrt{\frac{t_p}{t_{н.ту}}}$	7,767	20

В устройстве КРУПЭ предусмотрены следующие виды защит и автоматики [9]:

Выбранный приключательный пункт КРУПЭ-6(10)-20 по своим параметрам соответствует всем условиям.

- максимально-токовая;
- от однофазных замыканий на землю;
- от утечек тока в цепях освещения;
- опробование защиты от замыканий на землю;
- автоматический контроль целостности заземляющих жил отходящих кабелей.

Условия выбора и проверки КРУПЭ-6(10)-20УХЛ2 для экскаватора ЭШ-20.90 сведены в таблицу. Так как остальные экскаваторы одинаковой и меньшей мощности чем данный, то для них принимаем тот же приключательный пункт [9].

Однолинейная схема КРУПЭ-6 приведена на рисунке 3.3.



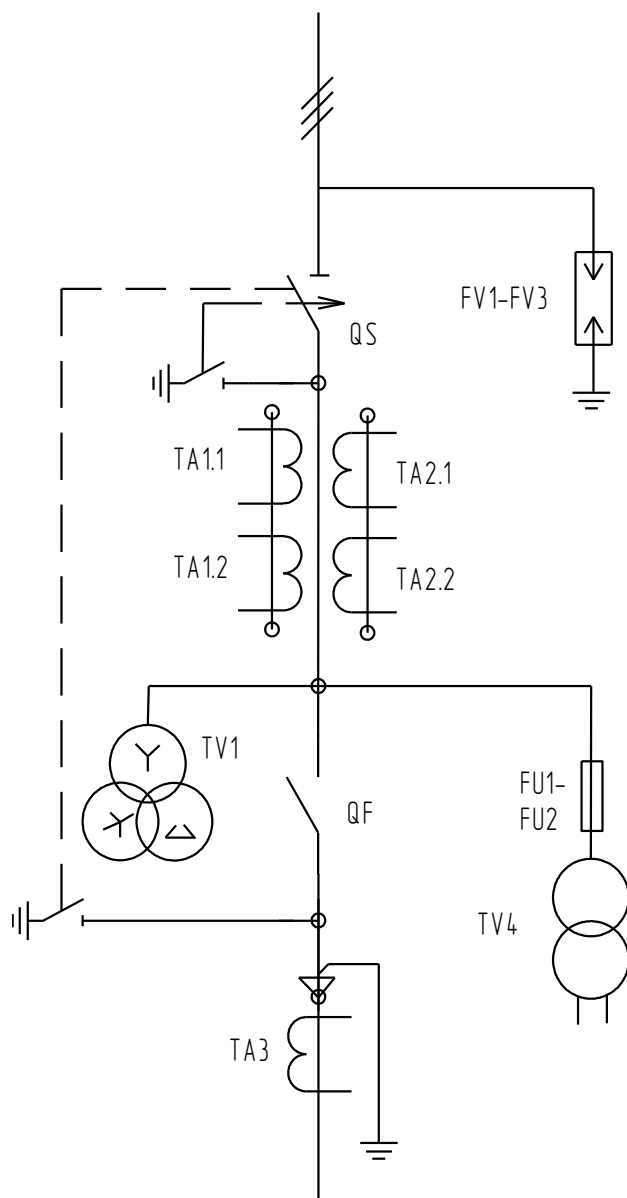


Рисунок 3.3 – Однолинейная схема КРУПЭ-6

Обозначения по схеме (рисунок 3.3):

QS-разъединитель РВЗ-10/630 У1

FV1-3-разрядник вентильный РВО-6

TA1.1...2.2-трансформаторы тока ТОЛ-10

FU1-2-предохранители ПКТ101 У2

TV4-трансформатор собственных нужд ОЛСП-1,25/6

QF-вакуумный выключатель ВБЧЭ-10-20/630

TV1-трансформатор напряжения НАМИ-10-95

TA3-трансформатор нулевой последовательности ТЗЛМ-1-1.

На подстанции ПКТП-35/6 со стороны 6 кВ принимаем комплектные распределительные устройства КРУ серии К-59ХЛ1Б. Выбор фидерной ячейки сведен в таблицу 3.13 [9].

Технические данные КРУ серии К-59 ХЛ 1Б:	
Номинальное напряжение(линейное), кВ	6, 10
Наибольшее рабочее напряжение (линейное)	7.2, 12
Ток термической стойкости, кА	31.5
Ток электродинамической стойкости, кА	51
Вид линейных высоковольтных соединений	кабельное, воздушное шинное
Степень защиты по ГОСТ 14254-80	пылезащищенное исполнение
Габаритные размеры ячейки КРУ, мм не более	
Высота	2200
Глубина	1250
Ширина	750
Вакуумный выключатель с электромагнитным приводом ВВЭ-М-10-2630-1600 У2	
Трансформатор тока типа ТПЛ-10	
Трансформатор напряжения НТМИ-10УХЛ2	
Разрядник вентильный РВО-6(10) У1 [9].	

Таблица 3.13 – Выбор фидерной ячейки для отходящей линии №1

Выбираемая и проверяемая величина	Обозначение	Формула для проверки	Расчетное значение	Технические данные
Номинальное напряжение, кВ	$U_n$	$U_n \geq U_{ну}$	6	10
Номинальный длительный ток, А	$I_n$	$I_n \geq I_{ру}$	104,84	630
Номинальный ток отключения, кА	$I_{н.о}$	$I_{но} \geq I_{ро}$	13,243	20
Номинальная мощность отключения, кВА	$S_{но}$	$S_{но} \geq S_{ро}$	122,166	350
Допустимый ударный ток короткого замыкания, кА	$i_{н.дин}$	$i_{н.дин} \geq i_{н.расч}$	33,77	51
Ток термической устойчивости, кА	$I_{нтс}$	$I_{н.ту} \geq I_t \sqrt{\frac{t_{п}}{t_{н.ту}}}$	8,634	20

Принимаем ячейку типа К-59-09-ВТ-630/20 Э ХЛ1Б [9].

Таблица 3.14 – Выбор фидерной ячейки для отходящей линии №2

Выбираемая и проверяемая величина	Обозначение	Формула для проверки	Расчетное значение	Технические данные
Номинальное напряжение, кВ	$U_n$	$U_n \geq U_{ну}$	6	10
Номинальный длительный ток, А	$I_n$	$I_n \geq I_{py}$	132,94	630
Номинальный ток отключения, кА	$I_{н.о}$	$I_{но} \geq I_{po}$	6,381	20
Номинальная мощность отключения, кВА	$S_{но}$	$S_{но} \geq S_{po}$	51,295	350
Допустимый ударный ток короткого замыкания, кА	$i_{н.дин}$	$i_{н.дин} \geq i_{н.расч}$	16,272	51
Ток термической устойчивости, кА	$I_{нтс}$	$I_{н.ту} \geq I_t \sqrt{\frac{t_n}{t_{н.ту}}}$	7,767	20

Принимаем ячейку типа К-59-09-ВТ-630/20 Э ХЛ1Б [9].

Таблица 3.15 – Выбор фидерной ячейки для отходящей линии №3

Выбираемая и проверяемая величина	Обозначение	Формула для проверки	Расчетное значение	Технические данные
Номинальное напряжение, кВ	$U_n$	$U_n \geq U_{ну}$	6	10
Номинальный длительный ток, А	$I_n$	$I_n \geq I_{py}$	132,94	630
Номинальный ток отключения, кА	$I_{н.о}$	$I_{но} \geq I_{po}$	6,840	20
Номинальная мощность отключения, кВА	$S_{но}$	$S_{но} \geq S_{po}$	52,845	350
Допустимый ударный ток короткого замыкания, кА	$i_{н.дин}$	$i_{н.дин} \geq i_{н.расч}$	17,442	51
Ток термической устойчивости, кА	$I_{нтс}$	$I_{н.ту} \geq I_t \sqrt{\frac{t_n}{t_{н.ту}}}$	6,673	20

Принимаем ячейку типа К-59-09-ВТ-630/20 Э ХЛ1Б [9].

Таблица 3.16 – Выбор фидерной ячейки для отходящей линии №4

Выбираемая и проверяемая величина	Обозначение	Формула для проверки	Расчетное значение	Технические данные
Номинальное напряжение, кВ	$U_n$	$U_n \geq U_{ну}$	6	10
Номинальный длительный ток, А	$I_n$	$I_n \geq I_{ру}$	26,08	630
Номинальный ток отключения, кА	$I_{н.о}$	$I_{но} \geq I_{ро}$	7,098	20
Номинальная мощность отключения, кВА	$S_{но}$	$S_{но} \geq S_{ро}$	58,072	350
Допустимый ударный ток короткого замыкания, кА	$i_{н.дин}$	$i_{н.дин} \geq i_{н.расч}$	18,1	51
Ток термической устойчивости, кА	$I_{нтс}$	$I_{н.ту} \geq I_t \sqrt{\frac{t_n}{t_{н.ту}}}$	6,719	20

Принимаем ячейку типа К-59-09-ВТ-630/20 Э ХЛ1Б [9].

Таблица 3.17 – Выбор фидерной ячейки для отходящей линии №5

Выбираемая и проверяемая величина	Обозначение	Формула для проверки	Расчетное значение	Технические данные
Номинальное напряжение, кВ	$U_n$	$U_n \geq U_{ну}$	6	10
Номинальный длительный ток, А	$I_n$	$I_n \geq I_{ру}$	36,40	630
Номинальный ток отключения, кА	$I_{н.о}$	$I_{но} \geq I_{ро}$	5,745	20
Номинальная мощность отключения, кВА	$S_{но}$	$S_{но} \geq S_{ро}$	44,847	350
Допустимый ударный ток короткого замыкания, кА	$i_{н.дин}$	$i_{н.дин} \geq i_{н.расч}$	14,650	51
Ток термической устойчивости, кА	$I_{нтс}$	$I_{н.ту} \geq I_t \sqrt{\frac{t_n}{t_{н.ту}}}$	5,544	20

Принимаем ячейку типа К-59-09-ВТ-630/20 Э ХЛ1Б [9].

### 3.8 Расчет молниезащиты подстанции ПКТП-35/6 кВ

Принимаем для защиты ПКТП-35/6 кВ от прямых ударов молнии 2 молниеотвода с превышением над уровнем земли  $h=15$  м. (рисунок 9.1) [4].

Высота защищаемого объекта 5,6 м. Радиус круга на высоте защищаемого объекта [4]:

$$R_x = h_a \{ 1,6 / (1 + h_x / h) \} P, \text{ м} \quad (3.59)$$

где  $P=1$  – коэффициент для высоты молниеотвода менее 30 М;  $h_a$  – превышение молниеотвода (активная высота) над рассматриваемым уровнем [9]:

$$h_a = h - h_x = 15 - 5,6 = 9,4 \text{ м.} \quad (3.60)$$

Радиус круга на высоте защищаемого объекта [9]:

$$R_k = 9,4 \{ 1,6 / (1 + 5,6 / 15) \} 1 = 10,9 \text{ м.} \quad (3.61)$$

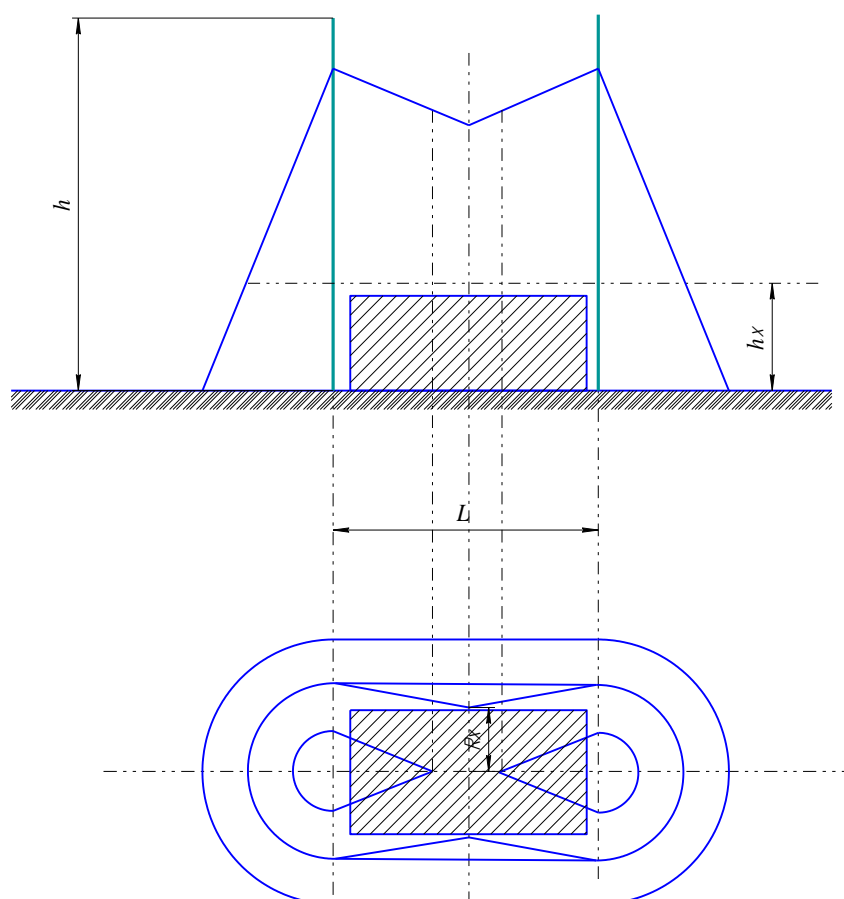


Рисунок 3.4 – Стержневые молниеотводы для защиты ПКТП-35/6

### 3.9 Расчет защитного заземления

Сопrotивление заземляющего провода на ЛЭП 6 кВ (самая длинная) [9]:

$$R_{\text{пр.1}} = 2,8 \cdot 0,773 = 2,16 \text{ Ом.} \quad (3.62)$$

Сопrotивление заземляющей жилы кабеля [9]:

$$R_{\text{пр.2}} = 0,15 \cdot 1,12 = 0,5. \quad (3.63)$$

Сопrotивление заземлителя [9]:

$$R_3' = R_3 = \sum R_{\text{пр}} = 4 - (2,16 + 0,5) = 1,32 \text{ Ом.} \quad (3.64)$$

Заземлитель выполнен на стальных трубах диаметром  $d_{\text{тр}} = 5,8$  см, длиной  $l_{\text{тр}} = 600$  см, соединенных между собой стальным прутом диаметром  $d_{\text{пр}} = 1$  см; расстояние между трубами  $L_{\text{тр}} = 600$  см.

Трубы и соединительный прут заглублены на  $h = 50$  см от поверхности земли. Грунт имеет удельное сопротивление  $\rho = 0,4 \cdot 10^4$  Ом·см; повышающий коэффициент  $K_{\text{мах}} = 1,5$ .

Сопrotивление одного элемента [9]:

$$R = 0,366 (K_{\text{мах}} \cdot \rho / L_{\text{тр}}) (\lg(2 L_{\text{тр}} / d_{\text{тр}}) + (1/2) \lg(4h' + L_{\text{тр}}) / (4h' - L_{\text{тр}})) = \\ = 0,366 (1,5 \cdot 0,4 \cdot 10^4 / 600) \cdot (\lg(2 \cdot 600 / 5,8) + 1/2 \lg(4 \cdot 350 + 600) / (4 \cdot 350 - 600)) = 92 \text{ Ом,} \\ \text{где } h' = 600/2 + 50 = 350 \text{ см.}$$

Ориентировочно число труб [9]:

$$m_{\text{эл.}} \eta_{\text{эк.эл}} = R_{\text{эл}} / R_3' = 92 / 0,57 \approx 163 \text{ трубы.} \quad (3.65)$$

По [3] для  $L_{\text{тр}} / l_{\text{тр}} = 600 / 600 = 1$  и расположению их по контурам  $\eta_{\text{эк.эл}} = 0,45$ .

Количество труб с учетом коэффициента экранирования [9]:

$$m_{\text{эл}} = 10 / \eta_{\text{эк.эл}} = 163 / 0,45 \approx 362 \text{ труб.} \quad (3.66)$$

Длина соединительного прута [9]:

$$l_{\text{пр}} = 1,05 m_{\text{эл.}} L_{\text{тр}} = 1,05 \cdot 362 \cdot 6 = 2280,6 \text{ м.} \quad (3.67)$$

Сопrotивление растеканию соединительного прута [9]:

$$R_{\text{пр}} = 0,366 (\rho K_{\text{мах}} / l_{\text{пр}}) \lg(2 \cdot l_{\text{пр}}^2 / d_{\text{пр}} \cdot h) = 0,366 \cdot (1,5 \cdot 0,4 \cdot 10^4 / 2280,6) \cdot \\ \lg(2 \cdot 2280,62 / 1 \cdot 50) = 0,9 \text{ Ом.} \quad (3.68)$$

Сопротивление заземлителя с учетом коэффициентов экранирования [9]:

$$R_3'' = 1/[(\eta_{\text{эк.пр}}/R_{\text{пр}}) + (m_{\text{эл}} \eta_{\text{эк.эл}}/R_{\text{эл}})]; \quad (3.69)$$

$$R_3'' = 1/(0,45/0,9 + 362 \cdot 0,45/92) = 0,5 \text{ Ом}$$

где  $\eta_{\text{эл.эк}}$  – принято по [3] для 362 труб.

Сопротивление защитного заземления наиболее удаленного приемника [9]:

$$R_3 = R_3'' + \sum R_{\text{пр}}; \quad (3.70)$$

$$R_3 = 0,5 + 2,16 + 0,5 = 3,16 \text{ Ом} < 4 \text{ Ом.}$$

Напряжение прикосновения:

$$U_{\text{пр}} = \kappa_{\text{пр}} I_3 R_{3.\text{эк}}. \quad (3.71)$$

$$U_{\text{пр}} = 1 \cdot 3,16 \cdot 0,33 = 1,042 \text{ В.}$$

Расчетное напряжение прикосновения значительно меньше допустимого [4].

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результатом бакалаврской работы является система электроснабжения добычного участка, которая была обновлена после реконструкции в связи с обновлением парка электрооборудования и перемещением линии фронта горных работ.

В ВКР описывается организация техпроцессов предприятия, сведения и характеристики электрических приемников, а также, по какой категории надежности их запитывать для добычного участка разреза «Черногорский». Проведен расчет электрических нагрузок на стороне до 1000 В и выше 1000 В, а также произведен расчет осветительной нагрузки участка горных работ.

Координаты всех ТП согласованы с ЦЭН, получившимися для каждой из подстанций.

Произведено проектирование схемы питания с учетом величины наиболее целесообразного напряжения. Произведен расчет электрооборудования и проводников воздушных и кабельных линий электроснабжения с указанием выбранных параметров и обоснованием выбора. Проведен выбор электрооборудования до 1000 В и выше 1000 В.

По расчетной схеме для расчета токов короткого замыкания составлена схема замещения и рассчитаны необходимые параметры КЗ.

Осуществлен расчет молниезащиты ГПП и рассчитано защитное заземление.

Данная работа актуальна не только в решении проблемы надежного и бесперебойного электроснабжения угольного разреза и его участков, а также подобные технологические и конструктивные решения могут быть применены для проектирования электроснабжения и реконструкции схем питания электроэнергией различных угольных предприятий России, занимающихся открытой разработкой.



## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Анфиногенова, М. П. Отчет по доразведке пласта 2 на поле Черногорского разреза с пересчетом запасов по новым кондициям по всем участкам открытых работ месторождения по состоянию на 1.01.1984 г. / М. П. Анфиногенова, Т. В. Соболева. – Черногорск, 1984, 40 с.
2. Виноградов, В.С. Автоматизация технологических процессов на горнорудных предприятиях / В.С. Виноградов, М.В.Васильев. - М., 1984. – 254 с.
3. Высотина, Л. Н. Отчет Гидрогеологической партии по работам за 1999-2000гг. по оценке воздействия на геологическую среду угледобычи разреза Черногорский / Л. Н. Высотина. – Черногорск, 2002. – 31 с.
4. Герасимов, А. И. Проектирование электроснабжения промышленных предприятий: Учебное пособие / А. И. Герасимов, С. В. Кузьмин. - Гос. образоват. учреждение «ГУЦМиЗ». – Красноярск, 2006. – 263 с.
5. Голубев, В. А. Новое электрооборудование для электроснабжения разрезов / В. А. Голубев, А. И. Лотов, П. П. Мирошкин. - М.: Недра, 1992. – 298 с.
6. Голубев, В. А. Справочник энергетика разреза / В.А. Голубев. - М.: Недра, 1986. – 419 с.
7. Дектярев, В. В. Справочник по электроустановкам угольных предприятий. Электроустановки угольных шахт / В.В. Дектярев. - М.: Недра, 1988. – 726 с.
8. Единые правила безопасности при разработке месторождений полезных ископаемых. – М.: Недра, 1987. – 96 с.
9. Заварыкин, Б. С. Электроснабжение карьера: Учебное пособие по дипломному проектированию для студентов по специальности 130403 «Открытые горные работы», 150402 « Горные машины и оборудование» очной и заочной форм обучения / Б.С. Заварыкин, А.И. Герасимов. - Гос. образоват. учреждение «ГУЦМиЗ».- Красноярск, 2006.- 115 с.
10. Ключев, В.И. Теория электропривода / В. И. Ключев. - М.,1998. – 704 с.
11. Кнорринг Г.М. Справочная книга для проектирования электрического освещения [ Текст ] / Г.М.Кнорринг.-М.,1976. – 386 с.
12. Михайлов, А. М. Охрана окружающей среды при разработке месторождений открытым способом / А. М. Михайлов. – М.: Недра, 1981. – 184 с.
13. Муравьев, В. П. Расчет электрических сетей разрезов / В. П. Муравьев. - М.: Недра, 1975. – 352 с.
14. Пичугин, Н. А. Отчет о геологоразведочных работах на участке открытых работ Черногорского каменноугольного месторождения, проведенных в 1964 г. / Н. А. Пичугин, Н. А. Панарин. – Абакан, 1964. – 103 с.
15. Ржевский, В.В. Основы разрушения горных пород / В.В. Ржевский, Г.Я. Новик - М., 1973. – 246 с.

16. РТМ 12.25.006-90. Министерство Угольной промышленности. - М.: 1990. – 148 с.
17. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / Под ред. Б. Н. Неклепаева – НЦ ЭНАС, 2001. – 152 с.
18. Самохин, Ф. И. Электрооборудование и электроснабжение открытых горных работ / Ф. И. Самохин, А. М. Маврицин, В. Ф. Бухтояров. - М.: Недра, 1988. – 363 с.
19. Устройство комплектное распределительное напряжением 6-10 кВ на токи 630 – 1600 А серии К-59У3 / Техническая информация ТИ-006. – Режим доступа: <http://www.elprom-st.ru/Products/details/schity-podstantsii-komplektnye-ustrojstva/vysokovoltnye-komplektnye-ustrojstva/k-59-u3>.
20. Чулков, Н. Н. Электрификация разрезов в задачах и примерах / Н. Н. Чулков, А. Н. Чулков. – М.: 1976. – 421 с.
21. Чулков, Н.Н. Расчет приводов разрезных машин / Н.Н. Чулков.- М., 1987. – 196 с.
22. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей / М.А. Шабад. – Л.: 1976. – 146 с.
23. Шибанов, В.И. Отчет по теме. Обобщение результатов геологоразведочных работ по Черногорскому угольному бассейну по состоянию на 1.01.1993 г / В. И. Шибанов. – Абакан, 1994. – 120 с.
24. Щуцкий, В. И. Электрификация открытых горных работ: учебник для вузов / В. И. Щуцкий, В. И. Волотковский – М.: Недра. 1987. -332 с.
25. Ячейка высоковольтная приключательный пункт / Компания объединенная энергия. - М.: Интермет-Инжиниринг, 2003. – 76 с.

Бакалаврская работа выполнена мной самостоятельно. Использованные в работе материалы и концепции из опубликованной научной литературы и других источников имеют ссылки на них.

Отпечатано в 1 экземпляре.

Библиография 25 наименований.

Электронный экземпляр сдан на кафедру.

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_  
(дата)

\_\_\_\_\_  
(подпись)

Ступин И. В.  
(ФИО)

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал ФГАОУ ВО  
«Сибирский федеральный университет»  
институт

«Электроэнергетика»  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой

Г.Н. Чистяков  
подпись инициалы, фамилия

« 26 » 06 2020 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»  
код – наименование направления

Реконструкция схемы электроснабжения добычного участка ООО «СУЭК –  
Хакасия» разреза «Черногорский»

тема

Руководитель Е.В. Платонова доцент, к.т.н.  
подпись, дата должность, ученая степень

Е. В. Платонова  
инициалы, фамилия

Выпускник С.В. Ступин  
подпись, дата

Ступин И. В.  
инициалы, фамилия

Нормоконтролер И.А. Кычакова  
подпись, дата

И.А. Кычакова  
инициалы, фамилия

Абакан 2020