

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования  
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики  
(наименование института полностью)

---

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»  
(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника  
(код и наименование направления подготовки/ специальности)

---

Электроснабжение  
(направленность (профиль) / специализация)

---

## **ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)**

на тему Реконструкция системы электроснабжения поселка городского типа Майна городского округа город Саяногорск

---

Обучающийся

В.А. Бобин

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент, Ю.В. Черненко

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2022

## Аннотация

Выпускная квалификационная работа посвящена, реконструкции системы электроснабжения поселка городского типа «Майна» городского округа города Саяногорск».

Целью работы является анализ и разработка основных вопросов по реконструкции данной системы электроснабжения поселка городского типа «Майна» городского округа города Саяногорск, включающих реконструкцию схемы системы электроснабжения поселка городского типа «Майна» городского округа города Саяногорск, с непосредственной заменой проводов марки линий 10 кВ и 0,38/0,22 кВ марки АС на современные провода марки СИП, а также замену силового трансформатора на ТП-10/0,4 кВ вследствие увеличения нагрузок потребителей.

Проведено технико – экономическое обоснование замены силового трансформатора в результате проведения реконструкции, а также расчёт технико-экономических показателей проведённой реконструкции ТП-10/0,4 кВ поселка городского типа «Майна» городского округа города Саяногорск.

В результате проведения расчётов разработана реконструированная система электроснабжения поселка городского типа «Майна» городского округа города Саяногорск, отвечающая требованиям нормативных документов по надёжности электроснабжения потребителей, а также экономичности, безопасности и экологичности.

Представленная работа включает печатных 69 страниц и 6 чертежей А1.

## Содержание

Введение.....	4
1 Анализ исходных данных.....	6
1.1 Анализ исходных данных системы электроснабжения поселка городского типа «Майна» городского округа города Саяногорск» .....	6
1.2 Обоснование необходимости проведения реконструкции .....	7
2 Разработка проекта реконструкции системы электроснабжения ПГТ «Майна» городского округа города Саяногорск .....	12
2.1 Расчет электрических нагрузок для жилых домов ПГТ «Майна» .....	12
2.2 Выбор количества и мощности силовых трансформаторов на подстанции в ПГТ «Майна».....	16
2.3 Электрический расчет сетей 10 кВ.....	19
2.4 Электрический расчет сетей 0,4 кВ.....	23
2.5 Расчет токов короткого замыкания .....	30
2.6 Выбор и проверка электрических аппаратов напряжением 10 кВ .....	36
2.7 Выбор и проверка электрических аппаратов напряжением 0,4 кВ .....	41
3 Техничко-экономическое обоснование реконструкции.....	48
3.1 Техничко – экономическое обоснование замены силового трансформатора в результате проведения реконструкции.....	48
3.2 Техничко-экономические показатели проведённой реконструкции .....	54
Заключение .....	66
Список используемой литературы .....	68

## Введение

Важность реконструкции систем электроснабжения в небольших населенных пунктах нашей страны не вызывает сомнения. Ведь во многих поселках система электроснабжения уже давно морально и физически устарела и требует обновления. «Система электроснабжения очень важна для населения, ведь увеличивается количество энергоемких технологий среди населения и становится все больше потребителей электрического тока, которые, делая проще повседневный быт человека, способствуют прямому увеличению расхода электроэнергии» [18].

При проведении реконструкции системы электроснабжения поселка необходимо учитывать все требования к таким системам.

Целью работы является реконструкция системы электроснабжения поселка городского типа «Майна» городского округа города Саяногорск в связи с подключением новых потребителей.

В работе указанная реконструкция выполняется путём подключения новых потребителей к существующей схеме электроснабжения посёлка, а также путём замены проводов марки линий 10 кВ и 0,38/0,22 кВ марки АС на современные провода марки СИП и силового трансформатора на ТП-10/0,4 кВ посёлка вследствие увеличения нагрузок потребителей.

Объектом исследования является система электроснабжения ПГТ «Майна» городского округа города Саяногорск.

Предметом исследования являются электрическая схема, проводники, аппараты и электрооборудование понизительной трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ системы электроснабжения поселка городского типа «Майна» городского округа города Саяногорск.

Актуальность работы связана с требованиями [1-4], которые регламентируют необходимость проведения качественной модернизации и

реконструкции электрических сетей и оборудования населённых пунктов с целью повышения надёжности, безопасности и экономичности передачи электроэнергии потребителям.

В работе осуществляется решение основных задач:

– проводится анализ исходных данных системы электроснабжения поселка городского типа «Майна» городского округа города Саяногорск с обоснованием необходимости проведения реконструкции;

– осуществляется непосредственная разработка проекта реконструкции системы электроснабжения «Майна» городского округа города Саяногорск, для чего проводится расчёт электрических нагрузок системы электроснабжения поселка городского типа «Майна», выбор и проверку силовых трансформаторов на ТП-10/0,4 кВ поселка городского типа «Майна» городского округа города Саяногорск, выбор сечения проводников напряжением 10 кВ и 0,4 кВ поселка городского типа «Майна» городского округа города Саяногорск, выбор электрических устройств напряжением 10 кВ и 0,4 кВ на ТП-10/0,4 кВ ПГТ «Майна» городского округа города Саяногорск;

– проводится технико – экономическое обоснование замены силового трансформатора в результате проведения реконструкции, а также рассчитываются технико-экономические показатели проведённой реконструкции ТП-10/0,4 кВ поселка городского типа «Майна» городского округа города Саяногорск.

В результате выполнения работы разрабатывается реконструированная система электроснабжения поселка городского типа «Майна» городского округа города Саяногорск.

## **1 Анализ исходных данных**

### **1.1 Анализ исходных данных системы электроснабжения поселка городского типа «Майна» городского округа города Саяногорск»**

Рассматриваемый в работе посёлок городского типа (далее – ПГТ) «Майна» городского округа города Саяногорск расположен в Республике Хакасия Российской Федерации.

Рассматриваемый населенный пункт полностью газифицирован, что учтено в дальнейшем при расчёте электрических нагрузок потребителей.

Дорожное покрытие в посёлке – асфальтное, находится в хорошем состоянии.

Электрические сети рассматриваемого в работе посёлка находятся на балансе Саяногорского РЭС, относящегося к филиалу ПАО «Россети Сибирь» Хакасэнерго.

Максимальная проектная мощность присоединяемых энергопринимающих устройств с учётом наружного освещения ПГТ «Майна» городского округа города Саяногорск до проведения реконструкции составляла 97,65 кВт.

Характеристика климатических условий, район:

- по гололеду: 15 мм;
- по ветру: 30 м/с;
- по грозovým часам: 60-80 ч/год;
- по степени загрязнённости атмосферы: 1-11.

Электроснабжение потребителей ПГТ «Майна» городского округа города Саяногорск осуществляется от понизительной подстанции ТП-10/0,4 кВ (комплектная трансформаторная подстанция, далее – КТП) на номинальном напряжении 0,38/0,22 кВ.

Категория надежности: третья (III). Резервный источник питания отсутствует.

На данной ТП-10/0,4 кВ, находится один силовой трансформатор марки ТМЗ-100/10 номинальной мощностью 100 кВА.

Питание данной КТП посёлка осуществляется на напряжении 10 кВ от районной понизительной подстанции ПС-220/110/35/10/6 кВ «Означенное – Районная», расположенной в Саяногорске по улице Metallургов, 13.

Питание потребителей осуществляется воздушными линиями электропередачи на напряжении 0,38/0,22 кВ.

В качестве проводников воздушных линий 10 кВ и 0,38/0,22 кВ применяются провода марки АС.

Для обеспечения потребителей электроэнергией установленного качества и норм в системе электроснабжения ПГТ «Майна» городского округа города Саяногорск, предусмотрены две магистральные воздушные линии электропередачи, питающиеся от КТП посёлка на номинальном напряжении 0,38/0,22 кВ.

Потребителями электроэнергии ПГТ «Майна» городского округа города Саяногорск являются жилые дома 2-го типа (с централизованным газоснабжением) в количестве 55 домов. Все дома – одноэтажные.

Кроме того, к потребителям электроэнергии также относится наружное освещение ПГТ «Майна» городского округа города Саяногорск.

## **1.2 Обоснование необходимости проведения реконструкции**

Согласно источнику [10]: «В связи с тем, что стандартная трансформаторная подстанция обладает определенной расчетной мощностью, присоединение к ней дополнительных потребителей с течением времени становится задачей очень трудной. Это приводит к тому, что

энергоснабжающие организации не могут в полном объеме обеспечить потребности своих клиентов, а их многочисленные потребители начинают испытывать дефицит электроэнергии. Проблема – налицо, и для ее решения следует принимать как можно более эффективные меры. Как правило, значительно снизить дефицит электроэнергии позволяет строительство новых (дополнительных) подстанций или реконструкция подстанций, которые уже длительное время находятся в эксплуатации» [10].

Предлагаем проведение реконструкции системы электроснабжения рассматриваемого в работе посёлка городского типа.

Реконструкция системы электроснабжения ПГТ «Майна» городского округа города Саяногорск необходима по причине ввода в эксплуатацию и подключения к существующей ТП-10/0,4 кВ посёлка новых потребителей, которые первоначально не были учтены в проекте.

В работе предполагается увеличение максимальной мощности по настоящему договору на 58,59 кВт (суммарно 156,24 кВт).

Класс напряжения источника ПГТ «Майна» городского округа города Саяногорск – 10 кВ.

Класс напряжения новых потребителей ПГТ «Майна» городского округа города Саяногорск – 0,38/0,22 кВ.

Точка присоединения – существующая опора ВЛ-10 кВ фидер Л-1, отходящей от секции распределительного пункта РП-10 кВ № 15, получающего питание от районной понизительной подстанции ПС-220/110/35/10/6 кВ «Означенное – Районная».

Для непосредственной реконструкции системы электроснабжения ПГТ «Майна» городского округа города Саяногорск, в работе необходимо рассмотреть следующие необходимые мероприятия, а именно:

– произвести реконструкцию ТП-10/0,4 кВ посёлка (КТП), состоящей в замене силового трансформатора мощностью 100 кВА на трансформатор



мощностью 160 кВА, номинальным напряжением 10/0,4 кВ (обоснование замены проверить расчётом, а также результатами технико – экономического обоснования);

– с учетом увеличения токов нагрузки расчетом определить необходимость замены на реконструированной ТП-10/0,4 коммутационных и защитных аппаратов. В случае необходимости замены применить для этого современные марки оборудования, обладающие высокой надёжностью (характеристики оборудования проверить расчётом);

– произвести реконструкцию существующих ВЛ-10 кВ и ВЛ-0,38/0,22 кВ, путём замены проводов марки АС на провода марки СИП (сечение проводов проверить расчётом).

Новые потребители данного посёлка подключаются отпайками от существующих воздушных линий, сечения проводников которых рассчитывается в работе далее.

В работе необходимо оставить один силовой трансформатор на питающей ТП-10/0,4 кВ, так как ПГТ «Майна» относится к III категории надёжности и, согласно требований [4], одного источника питания достаточно.

Также в работе остаётся питающая схема с применением двух магистралей М1 и М2, к которым дополнительно подключаются новые потребители указанного посёлка. Такая схема соответствует требованиям и нормам, предъявляемым основными положениями [4].

Указанные мероприятия по реконструкции системы электроснабжения ПГТ «Майна» городского округа города Саяногорск детально рассматриваются и решаются в работе далее.

План трасс питающих сетей 10 кВ и 0,38/0,22 кВ на местности системы электроснабжения ПГТ «Майна» городского округа города Саяногорск с учётом подключения новых потребителей (ситуационный план) представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – План трасс питающих сетей 10 кВ и 0,38/0,22 кВ на местности системы электроснабжения ПГТ «Майна» городского округа города Саяногорск с учётом подключения новых потребителей

Указанные мероприятия по реконструкции системы электроснабжения ПГТ «Майна» городского округа города Саяногорск значительно улучшат показатели работы подстанции, оптимизируются ее показатели, повысится надёжность и безопасность, а также мероприятия уменьшат потери электроэнергии в сети посёлка и системе электроснабжения в целом.

Все предлагаемые мероприятия по реконструкции проверены на соответствие нормативным документам и доказана их эффективность расчетным путем в разделе технико-экономическое обоснование реконструкции.

Выводы по разделу 1.

Таким образом, в данном разделе была дана характеристика объекта с технической стороны, а также описание посёлка городского типа «Майна» городского округа города Саяногорск до проведения мероприятий по реконструкции системы электроснабжения посёлка.

Проведено обоснование необходимости проведения реконструкции системы электроснабжения ПГТ «Майна» городского округа города Саяногорск.

Кратко рассмотрены основные требования нормативных документов, предъявляемые к системам электроснабжения и их схемам для питания потребителей населённых пунктов.

## 2 Разработка проекта реконструкции системы электроснабжения ПГТ «Майна» городского округа города Саяногорск

### 2.1 Расчет электрических нагрузок для жилых домов ПГТ «Майна»

Исходными данными для расчёта электрических нагрузок, для жилых домов служит анализ состояния системы электроснабжения ПГТ «Майна» городского округа города Саяногорск [5,12-15].

Всего в ПГТ «Майна» городского округа города Саяногорск 55 жилых домов второго типа. Согласно [12]:

- в дневном режиме – 3,4 кВт/дом;
- в вечернем режиме – 3,5 кВт/дом.

Значение расчётных нагрузок на вводе жилых домов [12]

$$P_{p.1} = K_o P_{ном}, \text{ кВт}, \quad (1)$$

$$Q_{p.1} = P_{p.1} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \text{ квар}, \quad (2)$$

$$S_{p.1} = \sqrt{P_{p.1}^2 + Q_{p.1}^2}, \text{ кВА}. \quad (3)$$

Из этой формулы находим:

$$\cos \varphi = P_{p.1} / S_{p.1}. \quad (4)$$

Применим данную формулу к жилому дому 2-го типа в дневном режиме по (1 – 4)

$$P_{p.д} = 3,4 \cdot 1 = 3,4 \text{ кВт}.$$

$$Q_{p.1} = 3,4 \cdot 0,48 = 1,6 \text{ квар}.$$

$$S_{p,1} = \sqrt{3,4^2 + 1,6^2} = 3,8 \text{ кВА.}$$

Аналогично определены расчетные нагрузки (таблица 1).

Таблица 1 – Расчетные нагрузки на вводе жилых домов поселка городского типа «Майна», городского округа г. Саяногорск

Наименование объекта	Кол-во, шт.	Нагрузки (день)			Нагрузки (вечер)		
		P <sub>д</sub> ,	Q <sub>д</sub> ,	S <sub>д</sub> ,	P <sub>в</sub> ,	Q <sub>в</sub> ,	S <sub>в</sub> ,
		кВт	квар	кВА	кВт	квар	кВА
Жилой дом 2-типа (с централизованным газоснабжением)	55	3,4	1,6	3,8	3,5	1,4	3,8

Суммарные нагрузки жилых домов [12]:

$$P_{\Sigma I} = P_{\epsilon} \cdot n \cdot K_o, \text{кВт}; \quad (5)$$

$$Q_{\Sigma I} = P_{\epsilon} \cdot n \cdot K_o \cdot \text{tg}\varphi, \text{квар}; \quad (6)$$

$$S_{\Sigma I} = \sqrt{P_{\Sigma I}^2 + Q_{\Sigma I}^2}, \text{кВА}. \quad (7)$$

где  $K_o$  – коэффициент одновременности, в работе принимается для жилой застройки, включающей одноэтажные дома, при  $n > 50$   $K_o = 0,4$  [4].

Расчётные значения суммарных нагрузок жилых домов ПГТ «Майна» городского округа города Саяногорск 2-го типа для следующих режимов работы:

– дневной режим:

$$P_{\Sigma I} = 3,4 \cdot 55 \cdot 0,4 = 74,8 \text{ кВт};$$

$$Q_{\circ \Sigma I} = 3,4 \cdot 55 \cdot 0,4 \cdot 0,48 = 35,9 \text{ квар};$$

$$S_{\circ \Sigma I} = \sqrt{74,8^2 + 35,9^2} = 82,98 \text{ кВА}.$$

– вечерний режим:

$$P_{\epsilon \Sigma I} = 3,5 \cdot 55 \cdot 0,4 = 77 \text{ кВт};$$

$$Q_{\epsilon \Sigma I} = 3,5 \cdot 55 \cdot 0,4 \cdot 0,48 = 36,96 \text{ квар};$$

$$S_{\epsilon \Sigma I} = \sqrt{77^2 + 36,96^2} = 85,4 \text{ кВА}.$$

Удельные значения нагрузки уличного освещения ПГТ «Майна» городского округа города Саяногорск принимают в соответствии с нормами [6].

В ПГТ «Майна» городского округа города Саяногорск суммарная длина улиц с асфальтобетонным покрытием составляет 3500 м.

Расчетная активная нагрузка наружного освещения ПГТ «Майна» городского округа города Саяногорск определяется так [6,10,11]:

$$P_{\text{ул.осв.}} = P_{\text{уд.осв.}} \cdot S, \text{ кВт}, \quad (8)$$

где  $P_{\text{уд.осв.}}$  – удельная мощность уличного освещения, Вт/м, [2];

$S$  – площадь, подлежащая освещению (суммарная длина улиц с асфальтобетонным покрытием рассматриваемого посёлка), м<sup>2</sup>.

$$P_{\text{ул.осв.}} = 2,7 \cdot 4800 \cdot 10^{-3} \approx 13 \text{ кВт}.$$

Расчётные активная, реактивная и полная нагрузка наружного освещения ПГТ «Майна» городского округа города Саяногорск с учётом источников света – ламп ДРИ,  $\cos \varphi = 0,73$

$$Q_{ул.осв.} = P_{ул.осв.} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \text{квар.} \quad (9)$$

$$S_{ул.осв.} = \sqrt{P_{ул.осв.}^2 + Q_{ул.осв.}^2}, \text{кВА.} \quad (10)$$

Расчёты уличного освещения по (8) - (10)

$$P_{ул.осв.} = 13 \text{ кВт.}$$

$$Q_{ул.осв.} = 13 \cdot 0,93 = 12,1 \text{ квар.}$$

$$S_{ул.осв.} = \sqrt{13^2 + 12,1^2} = 17,8 \text{ кВА.}$$

Значение суммарных нагрузок ПГТ «Майна» городского округа города Саяногорск для дневного режима принимаются равными рассчитанным ранее нагрузкам жилых домов данного населённого пункта без учёта наружного освещения. Значение суммарных нагрузок ПГТ «Майна» городского округа города Саяногорск для вечернего режима в работе определяются методом суммирования с учётом коэффициента одновременности [6,10].

Суммарные нагрузки для вечернего режима рассчитывается с учётом уличного освещения:

$$P_{\sum \epsilon} = 77 + 13 = 90 \text{ кВт};$$

$$Q_{\sum \epsilon} = 36,96 + 12,1 = 49,06 \text{ квар};$$

$$S_{\sum \epsilon} = \sqrt{90^2 + 49,06^2} = 102,5 \text{ кВА.}$$

Так как полученные значения расчетной электрической нагрузки для вечернего режима больше, чем расчётные нагрузки дневного режима, следовательно, дальнейшие расчёты проводятся для полученных значений вечернего режима нагрузки [9].

Таким образом, далее необходимо сделать выбор силовых трансформаторов для питающей ТП-10/0,4 кВ ПГТ «Майна» городского округа города Саяногорск, а также выбор проводников и аппаратов, на основе полученных расчетов нагрузок вечернего режима.

## **2.2 Выбор количества и мощности силовых трансформаторов на подстанции в ПГТ «Майна»**

По заданию необходимо проверить и правильно выбрать номинальную мощность и тип силового трансформатора на питающей ТП-10/0,4 кВ ПГТ «Майна» городского округа города Саяногорск с учётом подключения новых потребителей.

Место расположения ТП-10/0,4 кВ остаётся без изменения согласно исходному проекту.

Согласно исходных данных, ПГТ «Майна» городского округа города Саяногорск относится к III категории надёжности.

Также известно, что до проведения реконструкции на ТП-10/0,4 кВ ПГТ «Майна» городского округа города Саяногорск был установлен один силовой трансформатор марки ТМЗ-100/10.

Наличие одного силового трансформатора для питания потребителей III категории надёжности является правильным согласно требованиям [1], поэтому количество трансформаторов в работе после проведения реконструкции остаётся без изменений (один трансформатор).



Выбор мощности силового трансформатора проводится по полученным результатам полной расчётной нагрузки вечернего режима ПГТ «Майна» городского округа города Саяногорск по формуле [19]

$$S_{ном.т} = \frac{S_{\Sigma^g}}{K_3}, \text{кВА}, \quad (11)$$

где  $K_3$  – нормируемое значение коэффициента загрузки силового трансформатора на подстанции (в работе для однострансформаторной ТП-10/0,4 кВ принимается значение  $K_3 = 0,95$ ).

По условию (11)

$$S_{ном.т} = \frac{102,5}{0,95} = 107,9 \text{ кВА}.$$

По полученным расчётным значениям выбирается силовой трансформатор с номинальной мощностью  $S_{ном} = 160$  кВА по [3].

При этом значение фактического коэффициента загрузки выбранного силового трансформатора, на трансформаторной подстанции ТП-10/0,4 кВ [20]

$$K_{з.ф} = \frac{S_{\Sigma^g}}{S_{ном.т}}, \text{кВА}. \quad (12)$$

По условию (12)

$$K_{з.ф} = \frac{102,5}{160} = 0,64.$$

На ПГТ «Майна» городского округа города Саяногорск с учётом подключения новых потребителей, принят к установке один силовой трансформатор марки ТМГ-160/10.

Для работы используется комплектная трансформаторная подстанция (КТП) киоскового типа. Конструктивное выполнение КТП 10/0,4 кВ представлено на графическом листе №3.

«КТП изготавливается из металлического сварного корпуса с дверными проемами для монтажа и обслуживания оборудования.

Основание подстанции состоит из швеллера, что позволяет транспортировать и выполнять погрузочно-разгрузочные работы КТП без риска деформации.

Корпус КТП состоит из гнутого листового металла, что придает подстанции эстетичный внешний вид.

Крыша изготовлена по каркасной технологии, что в совокупности с основанием из швеллера делает конструкцию КТП более прочной и долговечной.

Двери усилены углами от коробления при частой эксплуатации, а также в следствии нагрева от солнечных лучей в летний период» [11].

Так же для комплектации подстанции ТП-10/0,4 кВ были выбраны автоматические выключатели ВА. «Автомат практически моментально отключает вверенную ему линию, что исключает повреждение проводки и питающейся от сети техники. После выполненного отключения ветку можно сразу же вновь запустить, не производя замену предохранительного прибора» [17]. Их выбор осуществлён в работе далее.

В источнике [17] пишется, что: «Силовые трансформаторы марки ТМГ зарекомендовали себя значительно лучше, чем простые трансформаторы ТМ» [17].

ТМГ отличается от серии ТМ состоит в том, что для первых предусмотрено герметичное исполнение. Их внутренний объем заполнен полностью трансформаторным маслом. Благодаря этому не происходит увлажнения и окисления масла, отсутствует шламообразование. А дегазация масла перед заливкой сохраняет его свойства постоянными на весь период эксплуатации трансформаторов.

«В силовом трансформаторе есть вводы напряжением 10 кВ (три ввода) и 0,4 кВ (четыре ввода: три фазы и ноль)» [17].

Трансформатор оснащен колесами, что очень удобно для его перемещения.

«Конструкция силового трансформатора марки ТМГ-160/10, установленного на ТП-10/0,4 кВ в результате проведения реконструкции, показана на графическом листе» 4 [2].

### **2.3 Электрический расчет сетей 10 кВ**

Для проведения реконструкции были выбраны провода марки СИП с изоляцией из сшитого полиэтилена марки СИП – 3.

Проводится выбор провода питающей линии 10 кВ (отпайки от магистральной ВЛ 10 кВ).

Данная ВЛ 10 кВ питает ТП-10/0,4 кВ ПГТ «Майна» городского округа города Саяногорск, на котором в результате проведения реконструкции установлен силовой трансформатор марки ТМГ-160/10.

Выбор проводится в три этапа.

Первый этап предусматривает выбор сечения ВЛ 10 кВ в нормальном режиме работы.

Выбор сечения питающей ВЛ 10 кВ осуществляется по максимальной нагрузке ПГТ «Майна» городского округа города Саяногорск для режима

вечерней нагрузки по экономической плотности тока с использованием следующей формулы [20]:

$$S_{\text{ЭК}} = \frac{I_{\text{макс}}}{j_{\text{ЭК}}}, \text{ мм}^2, \quad (13)$$

где  $I_{\text{макс}}$  – значение максимального расчётного тока в нормальном режиме, А;

$j_{\text{ЭК}}$  – нормируемое значение экономически выгодной плотности тока в проводнике, А/мм<sup>2</sup>.

Согласно ГОСТу: «Для ВЛ 10 кВ при применении проводов СИП с изоляцией из сшитого полиэтилена при значении  $T_{\text{макс}}$  от 3000 ч до 5000 ч, принимается  $j_{\text{ЭК}} = 1,4 \text{ А/мм}^2$ »[4].

По полученному результату выбирается стандартное значение сечения ( $S_{\text{ст}}$ ) провода марки СИП-3 из [10].

Значение максимального расчётного тока проводится для режима вечерней нагрузки и определяется так [4]

$$I_{\text{макс}} = \frac{S_{\Sigma \text{ в}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \text{ А}, \quad (14)$$

где  $U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение сети, кВ.

По условию (14)

$$I_{\text{макс}} = \frac{102,5}{\sqrt{3} \cdot 10} = 5,92 \text{ А}.$$

По условию (13)

$$F_{\text{экв}} = \frac{5,92}{1,4} = 4,2 \text{ мм}^2.$$

Опираясь на данные о климатических условиях в ПГТ «Майна» городского округа города Саяногорск было принято «стандартное сечение ВЛ 10 кВ  $S_{\text{ст}} = 25 \text{ мм}^2$  [4] для питания ТП-10/0,4 кВ.

Выбирается изолированный провод марки СИП-3 1×25 с допустимым током, равным  $I_{\text{доп}} = 130 \text{ А}$ .

На следующем этапе происходит проверка сечения проводника по максимальному режиму» [4].

«Сечение выбранного провода отпайки ВЛ - 10 кВ, осуществлено проводом СИП, выбранного сечения, проверяется на нагрев током максимального режима по условию:

$$K_{\text{пер}} I'_{\text{доп}} \geq I_{\text{ф}} = K_{\text{рез}} I_{\text{макс}}, \text{ А}, \quad (15)$$

где  $K_{\text{рез}}$  - коэффициент резервирования;

$I'_{\text{доп}}$  – допустимое значение тока СИП с учётом отклонений от стандартных условий, А» [11].

Согласно [10]: «Допустимый ток СИП с учётом отклонений от стандартных условий:

$$I'_{\text{доп}} = K_{\text{сп}} K_{\text{пр}} I_{\text{доп}}, \text{ А}, \quad (16)$$

где  $K_{\text{пр}}$  – поправочный коэффициент на количество фазных проводников, находящихся рядом (с учётом взаимного влияния фазных жил проводов

СИП). Принимается  $K_{пр} = 0,9$

$K_{рез}$  - коэффициент резервирования, для III категории надёжности при отсутствии резервирования равен единице, так как в схеме резервирование отсутствует».

Согласно источнику [17]: «Провод, который был выбран, марки СИП-3 1×25 с допустимым током  $I_{доп} = 130$  А можно проверить следующим образом (16):

$$1 \cdot 0,9 \cdot 130 = 117 \text{ А} > 1 \cdot 5,92 = 5,92 \text{ А} \quad (16)$$

На следующем (третьем) этапе происходит проверка на потерю напряжения в линии с учётом выбранного сечения проводника».

Во время проверки, согласно источнику [1], необходимо выполнять условие:

$$\Delta U_n \leq \Delta U_{доп} = 5 \%. \quad (17)$$

Сама потеря напряжения в линии рассчитывается по формуле [1]:

$$\Delta U_n = \frac{S_p \cdot l \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi)}{U_n^2} \cdot 100, \%. \quad (18)$$

Согласно [4], для выбранного магистрального провода СИП-3 3×25:  $r_0=2,06$  Ом/км;  $x_0=0,405$  Ом/км.

По условию (18) для отпайки ВЛ-10 с проводом СИП-3 1×25 и длиной линии 0,078 км (согласно техническому заданию):

$$\Delta U_n = \frac{150320 \cdot 0,078 \cdot (2,06 \cdot 0,9 + 0,405 \cdot 0,44)}{10000^2} \cdot 100 = 0,24\%.$$

Итак, проверяем условие (17):

$$\Delta U_n = 0,24\% \leq \Delta U_{\text{дон}} = 5\%.$$

Таким образом, расчёты показали, что все условия проверок были выполнены, соответственно выбранный провод СИП-3 1×25 на отпайке ВЛ-10 кВ утверждаем для питания ТП-10/0,4 кВ ПГТ «Майна» городского округа города Саяногорск.

#### **2.4 Электрический расчет сетей 0,4 кВ**

Для ВЛ-0,38/0,22 кВ ПГТ «Майна» городского округа города Саяногорск выбран провод СИП-2 (с изолированной нейтралью).

«Система СИП с изолированной несущей нейтралью, называемая также «Французской системой». Состоит из 3-х изолированных алюминиевых жил и 1 изолированной несущей нейтрали из алюминиевого сплава «Альмелек». Есть отечественная модификация, у которой несущая нейтраль изготовлена из стале-алюминиевого провода. Механическая прочность и сечение 3-х фаз одинаковы. Проводник нейтрали предназначен для подвешивания СИП и имеет высокую механическую прочность. При натяжении линии всю нагрузку несет только нейтраль» [17].

Как было установлено ранее, потребителями ПГТ «Майна» городского округа города Саяногорск являются 55 домов 2-го типа.

Согласно рабочего проекта с учётом присоединения дополнительных потребителей, на территории ПГТ «Майна» городского округа города Саяногорск имеются две питающих магистрали: М1 и М2, от которых также предусмотрены отпайки (графический лист 1).

В работе расчёт токов магистрали и выбор сечения проводников на магистралях и отпайках проводится согласно следующей методики, приведённой ниже. В работе расчет эквивалентной мощности магистрали проводится по формуле:

$$S_{\text{экв}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (S_{\text{yчi}}^2 \cdot l_{\text{yчi}})}{\sum_{i=1}^n l_{\text{yчi}}}}, \text{кВА}. \quad (19)$$

Расчёт эквивалентного тока магистрали произведен по формуле:

$$I_{\text{экв}} = \frac{S_{\text{экв}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \text{А}. \quad (20)$$

Определение сечения провода по экономической плотности тока [4]:

$$F_{\text{экв}} = \frac{I_{\text{экв}}}{j_{\text{эк}}}, \text{мм}^2.$$

$$j_{\text{эк}} = 1,3 \text{ А / мм}^2.$$

Расчёт потери напряжения, в процентах [1]:

$$\Delta U \% = \frac{S \cdot l \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi)}{U_{\text{н}}^2} \cdot 100, \%. \quad (21)$$



Проводится расчёт магистрали М1 с отпайками М1.1 – М1.3.

«Для проведения расчёта составляется расчётная схема магистрали М1 напряжением 0,38/0,22 кВ (рисунок 2) ПГТ «Майна» городского округа города Саяногорск с «указанием на ней порядковых номеров потребителей отпайки к потребителям по плану (числитель) и полной суммарной расчётной мощности потребителей, кВА (знаменатель)» [10].

Также указывается расстояние между потребителями, м.

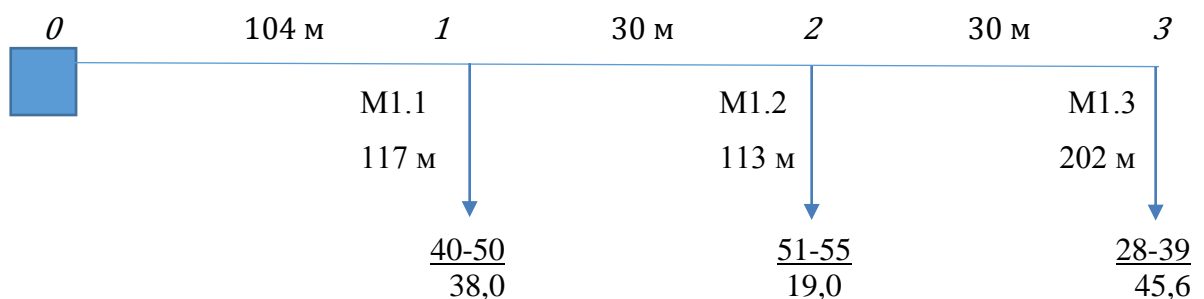


Рисунок 2 – Расчётная схема магистрали М1 с отпайками М1.1 – М1.3 напряжением 0,38/0,22 кВ ПГТ «Майна»

Проводится расчет эквивалентной мощности и тока магистрали М1 по условиям (19) и (20):

$$S'_{\text{экв}} = \sqrt{\frac{38^2 \cdot 104 + 19^2 \cdot 30 + 45,6^2 \cdot 30}{104 + 30 + 30}} = 38,05 \text{ кВА.}$$

$$I_{\text{экв}} = \frac{38,05}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 58,5 \text{ А.}$$

Стандартное сечение провода магистрали М1 по формуле [4]:

$$j_{\text{экв}} = 1,3 \text{ А/мм}^2;$$

$$F_{\text{экв}} = \frac{58,5}{1,3} = 45,03 \text{ мм}^2.$$

Чаще всего принимается сечение провода на магистрали М1 марки СИП-2 (3×50+1×50):  $r_0=0,822$  Ом/км;  $x_0=0,07$  Ом/км [4]. Чаще всего принимается сечение проводников на отпайках магистрали М1 (М1.1 – М1.3) марки СИП-2 (3×35+1×35):  $r_0=1,54$  Ом/км;  $x_0=0,078$  Ом/км [4].

Потеря напряжения на первом участке М1.1 питающей магистрали М по условию (21):

$$\Delta U\%_{0-1} = \frac{3805 \cdot 0,104 \cdot (0,9 \cdot 0,822 + 0,44 \cdot 0,07)}{380^2} \cdot 100 = 0,21\%.$$

Потеря напряжения на втором участке М1.2 питающей магистрали М по условию (21)

$$\Delta U\%_{1-2} = \frac{1900 \cdot 0,03 \cdot (0,9 \cdot 0,822 + 0,44 \cdot 0,07)}{380^2} \cdot 100 = 0,12\%.$$

Потеря напряжения на третьем участке М1.3 питающей магистрали М по условию (21)

$$\Delta U\%_{2-3} = \frac{4560 \cdot 0,03 \cdot (0,9 \cdot 0,822 + 0,44 \cdot 0,07)}{380^2} \cdot 100 = 0,16\%.$$

Потеря напряжения на участках М1.1 – М1.3 питающей магистрали М в процентном отношении

Участок 1-2:  $0,21+0,12=0,33\%$ ;

Участок 2-3:  $0,33+0,16=0,49\%$ .

Все полученные результаты расчетов сведены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты расчета питающей магистрали М1

Участок	Кол-во потребителей на отпайке, шт.	S <sub>р.Σ</sub> , кВА	cosφ	Длина на участке, м	Марка провода	ΔU, %	
						на участке	от ПС
0-1	10	38,0	0,9	104	СИП-2 3×50+ 1×50	0,21	0,21
1-2	5	19,0	0,9	30		0,12	0,33
2-3	12	45,6	0,9	30		0,16	0,49

Проводится расчёт магистрали М2 с отпайками М2.1 – М2.5.

Для проведения расчёта составляется расчётная схема магистрали М2 напряжением 0,38/0,22 кВ ПГТ «Майна» (рисунок 3) с указанием номеров отпайек (числитель) и полной суммарной расчётной мощности потребителей, кВА (знаменатель).

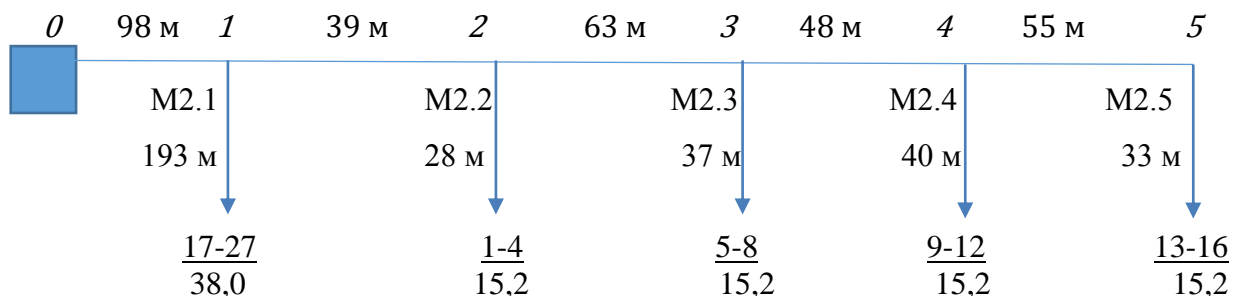


Рисунок 3 – Расчётная схема магистрали М2 с отпайками М1.2 – М1.5 напряжением 0,38/0,22 кВ ПГТ «Майна»

Расчёт питающей магистрали М2 с отпайками М2.1 – М2.5 проводится аналогично расчёту питающей магистрали М1:

$$S'_{\text{экв}} = \sqrt{\frac{38^2 \cdot 98 + 15,2^2 \cdot 39 + 15,2^2 \cdot 63 + 15,2^2 \cdot 48 + 15,2^2 \cdot 55}{98 + 39 + 63 + 48 + 55}} = 34,96 \text{ кВА.}$$

$$I_{\text{экв}} = \frac{34,96}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 53,78 \text{ A.}$$

$$j_{\text{эк}} = 1,3 \text{ A / мм}^2;$$

$$F_{\text{экв}} = \frac{53,78}{1,3} = 41,4 \text{ мм}^2.$$

Принимается сечение провода на магистрали М2 марки СИП-2 (3×50+1×50):  $r_0=0,822$  Ом/км;  $x_0=0,07$  Ом/км [4].

«Принимается сечение проводников на отпайках магистрали М2 марки СИП-2 (3×35+1×35):  $r_0=1,54$  Ом/км;  $x_0=0,078$  Ом/км» [4].

Потери напряжения рассчитываются на всех участках питающей магистрали М2 проводится аналогично расчёту потери напряжения на всех участках питающей магистрали М1:

$$\Delta U \%_{0-1} = \frac{3800 \cdot 0,098 \cdot (0,9 \cdot 0,822 + 0,44 \cdot 0,07)}{380^2} \cdot 100 = 0,23\%.$$

$$\Delta U \%_{1-2} = \frac{1520 \cdot 0,039 \cdot (0,9 \cdot 0,822 + 0,44 \cdot 0,07)}{380^2} \cdot 100 = 0,14\%.$$

$$\Delta U \%_{2-3} = \frac{1520 \cdot 0,063 \cdot (0,9 \cdot 0,822 + 0,44 \cdot 0,07)}{380^2} \cdot 100 = 0,16\%.$$

$$\Delta U \%_{3-4} = \frac{1520 \cdot 0,048 \cdot (0,9 \cdot 0,822 + 0,44 \cdot 0,07)}{380^2} \cdot 100 = 0,14\%.$$

$$\Delta U \%_{4-5} = \frac{1520 \cdot 0,055 \cdot (0,9 \cdot 0,822 + 0,44 \cdot 0,07)}{380^2} \cdot 100 = 0,15\%.$$

В процентном отношении для всех участков питающей магистрали М2 потери напряжения не превышают предельно – допустимых значений [1]:

$$\text{Участок 1-2: } 0,23+0,14=0,37 \text{ \%}.$$

$$\text{Участок 2-3: } 0,37+0,16=0,53 \text{ \%}.$$

Участок 3-4:  $0,53+0,14=0,67$  %.

Участок 4-5:  $0,67+0,15=0,82$  %.

Потери напряжения на всех участках питающей магистрали М2 не превышают предельно – допустимых значений [1].

В результате расчетов, получены результаты расчетов для питающей магистрали М2 сводятся в таблицу 3.

Таблица 3 – Результаты расчета питающей магистрали М2

Участок	Кол-во потребителей на отпайке, шт.	$S_{p.\Sigma}$ , кВА	cosφ	Длина на участке, м	Марка провода	ΔU, %	
						на участке	от ПС
0-1	10	38,0	0,9	98	СИП-2 3×50+ 1×50	0,23	0,23
1-2	4	15,2	0,9	39		0,14	0,37
2-3	4	15,2	0,9	63		0,16	0,53
3-4	4	15,2	0,9	48		0,14	0,67
4-5	4	15,2	0,9	55		0,15	0,82

Полученные результаты выбора проводников СИП питающих магистралей и отпайк к потребителям напряжением 0,38/0,22 кВ указаны на графическом листе 1.

В работе в результате проведения реконструкции использованы провода СИП 3 (для ВЛ 10 кВ) и СИП 2 (для ВЛ 0,38/0,22 кВ).

Такие провода имеют невысокую цену и при этом хорошие электрические и механические характеристики.

«СИП предназначены для применения в воздушных линиях электропередачи (ЛЭП) с подвеской на опорах или фасадах зданий и сооружений» [17].

«Преимуществом СИП является существенное сокращение затрат, как на обслуживание, так и на монтаж линий.

Это обусловлено надёжностью работы линий – отсутствием замыканий при схлопывании проводов из-за сильного ветра. Попадания посторонних предметов благодаря хорошей изоляции жил» [9].

Благодаря хорошей изоляции снижаются потери в линиях.

Срок службы СИП составляет более 25 лет.

«При монтаже СИП все крепления проводов соединяются специальной арматурой, вследствие чего отпадает необходимость использования траверс и изоляторов, что сокращает затраты» [17].

Монтажный узел СИП с креплениями графически изображен на листе 6.

Для монтажа ВЛ 0,38/0,22 кВ выбраны «анкерные опоры типа А-11 и промежуточные опоры типа П-11, которые изображены на графическом листе 5» [5].

## **2.5 Расчет токов короткого замыкания**

Для расчета используются справочные материалы [13].

Результаты расчета токов КЗ используются для следующих важных целей и задач:

- выбора и проверки оборудования (исследование на «термическую и электродинамическую стойкость электрических аппаратов и проводников);
- выбора и исследования средств ограничения токов КЗ» [8];
- расчета релейной защиты;
- проектирования защитных заземлений.

Цель расчета - выбор низковольтной и согласование защит высоковольтной аппаратуры.

Расчетная схема представлена на рисунке 4.

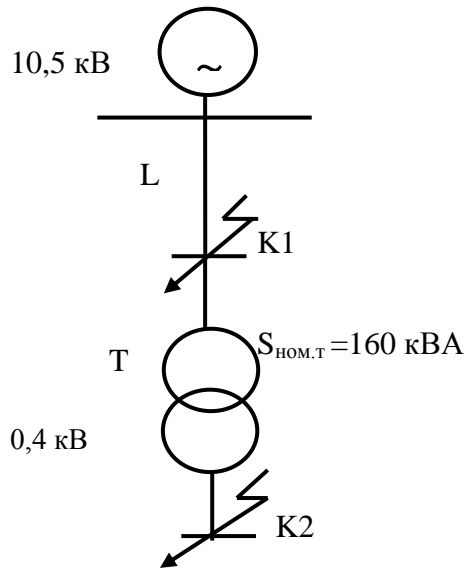


Рисунок 4 – Расчетная схема

Проводится расчёт тока трёхфазного КЗ в точке К1 (сеть 10 кВ – на выводах силового трансформатора) в именованных единицах при приведении к базисным условиям

$$I_{\text{к1}}^{(3)} = \frac{E_c}{x_c + x_L} \cdot I_\sigma, \text{ A}, \quad (22)$$

где  $E_c$ - сверхпереходная ЭДС энергосистемы ( $E_c=1$ );

$x_c$  – сопротивление системы, Ом;

$x_L$  – сопротивление питающей линии, Ом.

Базисный ток в сети 10 кВ

$$I_\sigma = \frac{S_\sigma}{\sqrt{3} \cdot U_\sigma}, \text{ A}, \quad (23)$$

Согласно (23)

$$I_{\sigma} = \frac{160}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 8,8 \text{ A.}$$

«Сопротивление энергосистемы  $X_c$  с учётом значения внешнего трёхфазного тока КЗ от энергосистемы согласно данным ТЗ

$$X_c = \frac{I_{\sigma}}{I_{\text{п.о}}^{(3)}}, \text{ Ом.} \quad (24)$$

$$X_c = \frac{8,8}{6,0} = 1,47 \text{ Ом.}$$

Сопротивление воздушной линии 10 кВ, питающей силовой трансформатор ТП-10/0,4 кВ (ранее выбран провод марки СИП-3 1×25 со следующими техническими параметрами:  $r_0=2,06$  Ом/км;  $x_0=0,405$  Ом/км, длина линии 0,078 км)» [15]:

$$X_L = X_0 \cdot L, \text{ Ом.} \quad (25)$$

$$X_L = 0,405 \cdot 0,078 = 0,03 \text{ Ом.}$$

Тогда расчётное значение тока трёхфазного КЗ в точке К1 (на выводах силового трансформатора 10 кВ):

$$I_{\text{к1}}^{(3)} = \frac{1}{1,47 + 0,03} \cdot 8,8 = 5,87 \text{ кА.}$$

Для проверки электрических аппаратов напряжением 10 кВ необходимо рассчитать значение ударного тока трёхфазного КЗ по условию



$$i_{y.K.i} = \sqrt{2} \cdot K_y I_{K.i}^{(3)}, \text{ кА}, \quad (26)$$

где  $K_y$  - ударный коэффициент.

Для сетей напряжением 10 кВ принимается значение  $K_y = 1,4$  [12].

Значение ударного тока для короткого замыкания в расчётной точке схемы К1 по (26)

$$i_{y.k1} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 5,87 = 11,62 \text{ кА}.$$

При расчете токов КЗ в расчётной точке К2 (сеть 0,4 кВ) для ТП-10/0,4 кВ ПГТ «Майна» городского округа города Саяногорск определяются следующие величины и параметры:

– номинальный вторичный ток силового трансформатора ТП-10/0,4 кВ по условию

$$I_{н.тр} = \frac{S_{н.тр.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \text{ А}. \quad (27)$$

По условию (27)

$$I_{н.тр} = \frac{160}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 231 \text{ А}.$$

– расчётный ток питающих магистральных линий определён в работе ранее и равен:

а) для питающей магистрали М1 (линия Л1):  $I_{расч.} = 58,5 \text{ А}$ ;

б) для питающей магистрали М1 (линия Л1):  $I_{расч.} = 53,78 \text{ А}$ .

На основании полученных исходных данных и результатов расчёта токов линий, определяется значение тока трёхфазного короткого замыкания на шинах 0,4 кВ в максимальном режиме работы (расчётная точка К2 на схеме)

$$I_{\kappa 2}^{(3)} = \frac{100}{U_{\kappa}} S_{н.мп.}, \text{ А}, \quad (28)$$

где  $U_{\kappa}$  – напряжение КЗ трансформатора, %.

По условию (28)

$$I_{\kappa 2}^{(3)} = \frac{100}{4,5} \cdot 231 = 5130 \text{ А} = 5,13 \text{ кА}.$$

Значение тока двухфазного КЗ в расчётной точке К2 [18]

$$I_{\kappa 2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{\kappa 2}^{(3)}, \text{ А}. \quad (29)$$

$$I_{\kappa 2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 5,13 = 4,4 \text{ кА}.$$

Значение тока однофазного КЗ в конце защищаемой линии [18]

$$I_{\kappa 2}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{\frac{Z_T}{3} + Z_n}, \text{ А}, \quad (30)$$

где  $Z_T = 0,7 \text{ Ом}$  [11].

При этом полное значение сопротивление петли - «фаза – ноль» [16]

$$Z_n = L\sqrt{(R_\phi + R_n)^2 + X_n^2}, \text{ Ом}, \quad (31)$$

где  $R_\phi$  и  $R_n$  – активное сопротивление фазного и нулевого проводов, Ом;

$X_n$  – индуктивное сопротивление петли фаза-нуль, Ом/км;

$L$  – длина линии, км.

Однофазный ток КЗ сразу за трансформатором 160 кВА принимается равным 980 А (по справочным данным [16]).

Для питающей магистрали М1

$$Z_n = 0,164\sqrt{(0,822 + 0,822)^2 + 0,07^2} = 0,27 \text{ Ом}.$$

Тогда однофазный ток КЗ в конце питающей магистрали М1

$$I_{\kappa 2}^{(1)} = \frac{230}{\frac{0,7}{3} + 0,27} = 456,95 \text{ А} \approx 457 \text{ А}.$$

Для питающей магистрали М2

$$Z_n = 0,303\sqrt{(0,822 + 0,822)^2 + 0,07^2} = 0,499 \text{ Ом} \approx 0,5 \text{ Ом}.$$

Тогда однофазный ток КЗ в конце питающей магистрали М2

$$I_{\kappa 2}^{(1)} = \frac{230}{\frac{0,7}{3} + 0,5} = 313,64 \text{ А}.$$

Все результаты проведенных выше расчетов сведены в таблицу 4.

Таблица 4 – Результаты расчёта токов КЗ в расчётных точках схемы

№ ВЛ 0,4 кВ	$S_{mp},$ кВА	$I_{н.мп},$ А	$I_{расч.},$ А	$I_{к1}^{(3)},$ кА	$i_{y,к1},$ кА	$I_{к2}^{(3)},$ кА	$I_{к2}^{(2)},$ кА	$Z_{mp},$ 0м	$Z_n$ 0м	$I_{к2}^{(1)},$ кА
М1	160	231	58,50	5,87	11,62	5,13	4,4	0,7	0,27	457,00
М2			53,78							0,5

Данные результаты используются при выборе и проверке аппаратов.

## 2.6 Выбор и проверка электрических аппаратов напряжением 10 кВ

При реконструкции необходимо обеспечить защиту и коммутацию ТП-10/0,4 кВ системы электроснабжения ПГТ «Майна» городского округа города Саяногорск на стороне 10 кВ.

Для этих целей необходимо установить определенные устройства на стороне 10 кВ, согласно разработанной схеме электрических соединений на ТП-10/0,4 кВ системы электроснабжения ПГТ «Майна» городского округа города Саяногорск [8,13]:

- трёхфазный разъединитель;
- ограничители перенапряжения;
- плавкие предохранители.

Согласно источникам [8,13]: «Электрические аппараты (ЭА) напряжением выше 1 кВ выбираются по следующим основным принципам:

- по номинальному напряжению

$$U_{ном.а} \geq U_{ном.с}, \text{кВ}, \quad (32)$$

где  $U_{ном.а}$  – номинальное значение напряжения электрического аппарата, кВ;

$U_{\text{ном.с}}$  – номинальное значение напряжения электрической сети (цепи),  
кВ.

- по номинальному току

$$I_{\text{ном.а}} \geq I_p, A, \quad (33)$$

где  $I_{\text{ном.а}}$  – номинальный ток высоковольтного ЭА;

$I_p$  – расчётный ток (максимальный рабочий ток)».

Также для отключающих аппаратов напряжением до 1 кВ необходима проверка на коммутационную отключающую способность, проверка на отключение токов короткого замыкания [8,13]

$$I_{\text{откл}} \geq I_K, \text{кА}. \quad (34)$$

Помимо всего прочего, для всех без исключения высоковольтных аппаратов обязательна проверка на термическую и электродинамическую стойкость к токам КЗ [16]:

$$i_{\text{дин}} \geq i_y, A. \quad (35)$$

$$I_T^2 t_T \geq I_K^2 t, A^2 \cdot c. \quad (36)$$

Итак, для того, чтобы обеспечить защиту и коммутацию электрической сети ПГТ «Майна» городского округа города Саяногорск на стороне 10 кВ, в данной работе, оснащаем ТП-10/0,4 кВ следующими устройствами: разъединитель, ограничители перенапряжения и предохранители.

Далее необходимо выбрать трёхфазный разъединитель напряжением 10 кВ и осуществить его проверку.

Сравнительные характеристики электрической сети и каталожных данных [16] трёхфазного разъединителя для обеспечения видимого разрыва при проведении работ на стороне трансформаторной подстанции 10 кВ ТП-10/0,4 кВ ПГТ «Майна» городского округа города Саяногорск приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Выбор трёхфазного разъединителя напряжением 10 кВ

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные разъединителя РЛКВ.1б – 10.IV/400
$U_{ном.а} \geq U_{ном.с}$	$U_{ном.с} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном.а} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном.а} \geq I_p$	$I_p = 9,25 \text{ А}$	$I_{ном.а} = 400 \text{ А}$
$i_{дин} \geq i_y$	$i_{ykl} = 11,62 \text{ кА}$	$i_{дин} = 25 \text{ кА}$
$I_T^2 t_T \geq I_K^2 t$	$I_{K1}^2 t = 5,87^2 \cdot 0,3 = 10,34 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 t_T = 100 \text{ кА}^2\text{с}$

Выбор высоковольтных предохранителей напряжением 10 кВ в работе осуществляется по следующим условиям [8]:

– по значению номинального напряжения и номинальной вставки аппарата (предохранителя) [17]

$$U_{ном.п} \geq U_{ном.с}, \text{кВ.} \quad (37)$$

$$I_{ном.вст} \geq I_{\phi}, \text{А,} \quad (38)$$

где  $I_{ном.вст}$  – номинальный ток плавкой вставки, А;

– по значению отстройки от пусковых токов защищаемого элемента сети (цепи) [17]

$$I_{ном.вст} \geq (1,1-1,5)I_{ном.т}, \text{А.} \quad (39)$$

– отношение номинальных токов предохранителя и его плавкой вставки [17]

$$I_{ном.п} \geq I_{ном.вст}, A. \quad (40)$$

– по отключающей способности предохранителя (способность отключать максимальные токи КЗ) [17]

$$I_{ном.вык} \geq I_{к}, кА. \quad (41)$$

Выбор предохранителей для защиты ТП-10/0,4 кВ ПГТ «Майна» городского округа города Саяногорск [17] приведен в таблице 6.

Таблица 6 – Выбор плавкой вставки высоковольтного предохранителя напряжением 10 кВ для защиты трансформатора ТП-10/0,4 кВ

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные предохранителя марки ПТ 1.1-20-31,5/У1
$U_{ном.а} \geq U_{ном.с}$	$U_{ном.с} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном.а} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном.вст} \geq I_p$	$I_p = 9,25 \text{ А}$	$I_{ном.вст} = 20 \text{ А}$
$I_{ном.вст} \geq (1,1-1,5) I_{ном.т}$	$1,5 \cdot I_{ном.т} = 1,5 \cdot 9,25 = 13,88 \text{ А}$	$I_{ном.вст} = 20 \text{ А}$
$I_{ном.п} \geq I_{ном.вст}$	$I_{ном.п} = 100 \text{ А}$	$I_{ном.вст} = 20 \text{ А}$
$I_{ном.вык} \geq I_{к}$	$I_{к} = 5,87 \text{ кА}$	$I_{ном.вык} = 31,5 \text{ кА}$

Далее выбираем плавкую вставку 20А и проверяем ее на селективность с автоматом на стороне 0,38 кВ. Это необходимо для защиты силового трансформатора - 160 кВА ТП-10/0,4 кВ

Селективность в работе будет обеспечена в случае выполнения следующего условия [2]

$$t_{\text{в}} \geq \frac{t_{\text{с.з.}} + \Delta t}{K_n}. \quad (42)$$

В работе принято значение

$$t_{\text{в}} = \frac{0,03 + 0,5}{0,9} = 0,59 \text{ с.}$$

По [2] для выбранной ранее плавкой вставки с  $I_n = 20 \text{ А}$ , при коротком замыкании тока, на стороне 10 кВ (расчётная точка К1) 5,87 кА, расчётное время плавления данной плавкой вставки составляет 0,5 с, следовательно, условие  $t_{\text{в}} > 0,5 \text{ с}$  выполняется и селективность будет обеспечена.

Кроме того, выбранная плавкая вставка предохранителя должна удовлетворять условию [2]:

$$t_{\text{в}} \leq t_{\text{к}} \leq 5 \text{ с}, \quad (43)$$

где  $t_{\text{в}}$  – допустимое время протекания тока к.з. в трансформаторе по условию термической стойкости, с [2];

$t_{\text{к}}$  - отношение установившегося тока короткого замыкания к номинальному току силового трансформатора.

При  $U_{\text{к}} = 4,5 \%$ , значение  $t_{\text{к}} = 22,3$ , значит

$$t_{\text{к}} = \frac{900}{22,3^2} = 1,8 \text{ с.}$$

Условие проверки выполняется



$$0,59 \text{ с} \leq 1,8 \text{ с} \leq 5 \text{ с}.$$

Проводится выбор ограничителей перенапряжения [18] для установки в ТП-10/0,4 кВ посёлка на стороне 10 кВ с целью защиты от перенапряжений (таблица 7).

Таблица 7 – Выбор ограничителей перенапряжения 10 кВ

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные ограничителя перенапряжения марки ОПН-П-0,4/0,4/3/125 УХЛ1
$U_{\text{ном.а}} \geq U_{\text{ном.с}}$	$U_{\text{ном.с}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.а}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{макс.а}} \geq I_{\text{р}}$	$I_{\text{р}} = 14,5 \text{ А}$	$I_{\text{макс.а}} = 100 \text{ А}$
$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{у}}$	$i_{\text{укл}} = 11,62 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 125 \text{ кА}$
$I_{\text{Г}}^2 t_{\text{Г}} \geq I_{\text{К}}^2 t$	$I_{\text{К1}}^2 t = 5,87^2 \cdot 0,3 = 10,34 \text{ кА}^2 \text{с}$	$I_{\text{Г}}^2 t_{\text{Г}} = 125 \text{ кА}^2 \text{с}$

Выбранные электрические аппараты напряжением 10 кВ и 0,38/0,22 кВ в системе электроснабжения ПГТ «Майна» городского округа города Саяногорск показаны на графическом листе №2.

## 2.7 Выбор и проверка электрических аппаратов напряжением 0,4 кВ

Как уже было отмечено выше, для проекта реконструкции системы электроснабжения ПГТ «Майна» городского округа города Саяногорск были выбраны современные автоматические выключатели типа ВА.

«Их предполагается поставить в шкафу распределительного устройства (РУ) низкого напряжения (РУ-0,4 кВ) питающей ТП-10/0,4 кВ. ВА необходимы для защиты и коммутации электрической сети 0,38/0,22 кВ» [3].

Также для данной реконструкции необходимо выбрать вводной и линейный автоматические выключатели.

Согласно источнику [15]: «Для обеспечения видимого разрыва, согласно требований, в РУ-0,4 кВ питающей ТП-10/0,4 кВ также необходимо установить рубильник».

Для того, чтобы сделать выбор устройств необходимо сделать расчеты и сравнить параметры сети (цепи) и ЭА.

Согласно источнику [7] существуют следующие условия выбора автоматических выключателей: «по значению номинального напряжения:

$$U_{ном.а} \geq U_{ном.с}, В, \quad (44)$$

где  $U_{ном.а}$  – номинальное напряжение автоматического выключателя, В;

$U_{ном.с}$  – номинальное напряжение электрической сети (цепи), В.

- по значению номинального тока автоматического выключателя:

$$I_{ном.а} \geq I_p, А, \quad (45)$$

где  $I_p$  – максимальный рабочий ток, А;

- по значению номинального тока теплового расцепителя автоматического выключателя:

$$I_{у.т.р.} \geq 1,1I_p, А, \quad (46)$$

- по значению номинального тока электромагнитного расцепителя автоматического выключателя:

$$I_{у.э.р.} \geq k \cdot I_{у.т.р.}, А, \quad (47)$$

где  $k$  – кратность уставок электромагнитного и теплового расцепителей

автоматов (зависит от типа и марки автомата и выбирается по справочным данным завода – изготовителя; для автоматов марки ВА кратность составляет 3,5,7,10,12,15,20);

- по отключающей способности автоматического выключателя:

$$I_{\text{ном.вык.а}} \geq I_{\text{к2}}^{(3)}, \text{кА}, \quad (48)$$

где  $I_{\text{к2}}^{(3)}$  – начальное значение периодической составляющей рассчитанного ранее тока трёхфазного короткого замыкания в расчётной точке К2, кА»;

- проверка по коэффициенту чувствительности теплового расцепителя [7]

$$K_{\text{ч.т}} = \frac{I_{\text{к2}}^{(1)}}{I_{\text{у.т.р}}} \geq 3. \quad (49)$$

- проверка по коэффициенту чувствительности отсечки (электромагнитного расцепителя) [7]

$$K_{\text{ч.э}} = \frac{I_{\text{к2}}^{(2)}}{I_{\text{у.э.р}}} \geq 1,1. \quad (50)$$

Выбор и проверка вводного автоматического выключателя ТП-10/0,4 кВ системы электроснабжения ПГТ «Майна» городского округа города Саяногорск осуществляется по приведенным выше условиям, исходя из значения номинального тока силового трансформатора на стороне 0,4 кВ.

Итоговые расчеты по выбору вводного автоматического выключателя ТП-10/0,4 кВ системы электроснабжения ПГТ «Майна» городского округа города Саяногорск приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Выбор автомата ввода ТП-10/0,4 кВ системы электроснабжения ПГТ «Майна» городского округа города Саяногорск

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные автоматического выключателя марки ВА52-37
$U_{\text{ном.а}} \geq U_{\text{ном.с}}$	$U_{\text{ном.с}} = 380 \text{ В}$	$U_{\text{ном.а}} = 660 \text{ В}$
$I_{\text{ном.а}} \geq I_{\phi}$	$I_{\phi} = 1 \cdot 231 = 231 \text{ А}$	$I_{\text{ном.а}} = 400 \text{ А}$
$I_{\text{у.т.р.}} \geq 1,1 \cdot I_{\phi}$	$1,1 \cdot I_{\phi} = 1,1 \cdot 231 = 254,1 \text{ А}$	$I_{\text{у.т.р.}} = 320 \text{ А}$
$I_{\text{у.э.р.}} \geq 3 \cdot I_{\text{у.т.р.}}$	$3 \cdot I_{\text{у.т.р.}} = 3 \cdot 320 = 960 \text{ А}$	$I_{\text{у.э.р.}} = 960 \text{ А}$
$I_{\text{ном.вык.а}} \geq I_{\text{к}}^{(3)}$	$I_{\text{к2}}^{(3)} = 5,13 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.вык.а}} = 16 \text{ кА}$
$K_{\text{ч.м}} = \frac{I_{\text{к2}}^{(1)}}{I_{\text{у.м.р}}} \geq 3.$	$I_{\text{к2}}^{(1)} = 980 \text{ А}$	$\frac{980}{320} = 3,06 \geq 3.$
$K_{\text{ч.э}} = \frac{I_{\text{к2}}^{(2)}}{I_{\text{у.э.р}}} \geq 1,1.$	$I_{\text{к2}}^{(2)} = 4,4 \text{ кА}$	$\frac{4400}{960} = 4,58 \geq 1,1.$

Таким образом, исходя из сравнительных расчетных параметров для защиты КТП системы электроснабжения посёлка.

Окончательно принят автоматический выключатель марки ВА52-37.

Аналогично проводится выбор линейных автоматов для защиты питающих магистралей М1 и М2 системы электроснабжения ПГТ «Майна» городского округа города Саяногорск (таблица 9).

Таблица 9 – Результаты выбора линейного автоматического выключателя для защиты и коммутации магистрали М1 напряжением 0,4 кВ

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные автоматического выключателя ВА52-31
$U_{\text{ном.а}} \geq U_{\text{ном.с}}$	$U_{\text{ном.с}} = 380 \text{ В}$	$U_{\text{ном.а}} = 660 \text{ В}$
$I_{\text{ном.а}} \geq I_{\phi}$	$I_{\phi} = 1 \cdot 58,5 = 58,5 \text{ А}$	$I_{\text{ном.а}} = 100 \text{ А}$
$I_{\text{у.т.р.}} \geq 1,1 \cdot I_{\phi}$	$1,1 \cdot I_{\phi} = 1,1 \cdot 58,5 = 64,35 \text{ А}$	$I_{\text{у.т.р.}} = 80 \text{ А}$
$I_{\text{у.э.р.}} \geq 3 \cdot I_{\text{у.т.р.}}$	$3 \cdot I_{\text{у.т.р.}} = 3 \cdot 80 = 240 \text{ А}$	$I_{\text{у.э.р.}} = 240 \text{ А}$
$I_{\text{ном.вык.а}} \geq I_{\text{к}}^{(3)}$	$I_{\text{к}2}^{(3)} = 5,13 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.вык.а}} = 31,5 \text{ кА}$
$K_{\text{ч.м}} = \frac{I_{\text{к}2}^{(1)}}{I_{\text{у.т.р.}}} \geq 3.$	$I_{\text{к}2}^{(1)} = 457,0 \text{ А}$	$\frac{457}{80} = 5,7 \geq 3.$
$K_{\text{ч.э}} = \frac{I_{\text{к}2}^{(2)}}{I_{\text{у.э.р.}}} \geq 1,1.$	$I_{\text{к}2}^{(2)} = 4,4 \text{ кА}$	$\frac{4400}{240} = 18,3 \geq 1,1.$

Таким образом, исходя из сравнительных расчетных параметров для для защиты и коммутации магистрали М1 напряжением 0,4 кВ, окончательно принят автоматический выключатель марки ВА52-31.

Для обеспечения видимого разрыва с целью безопасности проведения работ на ТП-10/0,4 кВ в РУ-0,4 кВ необходимо установить вводной рубильник. Выбор рубильника проводится по номинальному напряжению и рабочему току [7].

Результаты выбора линейного автоматического выключателя для защиты и коммутации магистрали М2 напряжением 0,4 кВ [7] представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Результаты выбора линейного автоматического выключателя для защиты и коммутации магистрали М2 напряжением 0,4 кВ

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные автомата ВА52-31
$U_{\text{ном.а}} \geq U_{\text{ном.с}}$	$U_{\text{ном.с}} = 380 \text{ В}$	$U_{\text{ном.а}} = 660 \text{ В}$
$I_{\text{ном.а}} \geq I_{\phi}$	$I_{\phi} = 1 \cdot 53,78 = 53,78 \text{ А}$	$I_{\text{ном.а}} = 100 \text{ А}$
$I_{\text{у.т.р.}} \geq 1,1 \cdot I_{\phi}$	$1,1 \cdot I_{\phi} = 1,1 \cdot 53,78 = 59,16 \text{ А}$	$I_{\text{у.т.р.}} = 63 \text{ А}$
$I_{\text{у.э.р.}} \geq 3 \cdot I_{\text{у.т.р.}}$	$3 \cdot I_{\text{у.т.р.}} = 3 \cdot 63 = 189 \text{ А}$	$I_{\text{у.э.р.}} = 189 \text{ А}$
$I_{\text{ном.вык.а}} \geq I_{\text{к}}^{(3)}$	$I_{\text{к}}^{(3)} = 5,13 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.вык.а}} = 31,5 \text{ кА}$
$K_{\text{ч.м}} = \frac{I_{\text{к}2}^{(1)}}{I_{\text{у.м.р}}} \geq 3.$	$I_{\text{к}2}^{(1)} = 313,64 \text{ А}$	$\frac{313,64}{63} = 4,98 \geq 3.$
$K_{\text{ч.э}} = \frac{I_{\text{к}2}^{(2)}}{I_{\text{у.э.р}}} \geq 1,1.$	$I_{\text{к}2}^{(2)} = 4,4 \text{ кА}$	$\frac{4400}{189} = 23,28 \geq 1,1.$

Расчеты по выбору вводного рубильника ТП-10/0,4 кВ приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Выбор вводного рубильника ТП-10/0,4 кВ

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные рубильника РБ-250А
$U_{\text{ном.руб.}} \geq U_{\text{ном.с}}$	$U_{\text{ном.с}} = 380 \text{ В}$	$U_{\text{ном.руб.}} = 380 \text{ В}$
$I_{\text{ном.руб.}} \geq I_{\phi}$	$I_{\phi} = 1 \cdot 231 = 231 \text{ А}$	$I_{\text{ном.руб.}} = 250 \text{ А}$

В результате проведенных сравнительных параметров был сделан выбор аппаратов для реконструкции системы электроснабжения ПГТ «Майна» городского округа г. Саяногорск.

Данные аппараты представлены на графическом листе 2.

Выводы по разделу 2.

В данном разделе был разработан проект реконструкции системы электроснабжения ПГТ «Майна» городского округа города Саяногорск в связи с подключением новых потребителей.

В работе указанная реконструкция выполняется путём подключения новых потребителей к существующей схеме электроснабжения посёлка, а также замене проводов марки линий 10 кВ и 0,38/0,22 кВ марки АС на современные провода марки СИП и силового трансформатора на ТП-10/0,4 кВ ПГТ «Майна» городского округа города Саяногорск, вследствие увеличения нагрузок потребителей.

Для достижения поставленной цели в работе проведены следующие расчёты и приняты соответствующие решения:

- проведён расчёт электрических нагрузок системы электроснабжения ПГТ «Майна»;

- выбран и проверен силовой трансформатор на ТП-10/0,4 кВ марки ТМГ-160/10;

- выбраны сечения проводников напряжением 10 кВ и 0,4 кВ (в результате реконструкции для ВЛ 10 кВ принята марка провода СИП-3 3×25, для питающих магистралей ВЛ 0,4 кВ М1 и М2 – СИП-2 3×50+1×50, для отпаяк от питающих магистралей 0,4 кВ – СИП-2 3×35+1×35);

- проведён расчёт токов короткого замыкания;

- осуществлён выбор и проверка электрических аппаратов напряжением 10кВ и 0,4кВ для их непосредственной установки на понизительной ТП-10/0,4 кВ ПГТ «Майна».

### **3 Технико-экономическое обоснование реконструкции**

#### **3.1 Технико – экономическое обоснование замены силового трансформатора в результате проведения реконструкции**

Известно, что самым важным и ответственным, и в то же время самым дорогим элементом трансформаторных подстанций всех типов является силовой трансформатор.

Технико – экономическое обоснование работы проводится на основании целесообразности выбора мощности и типа силовых трансформаторов на ТП-10/0,4 кВ ПГТ «Майна» городского округа города Саяногорск.

Кроме того, у правильно выбранного трансформатора с оптимальным коэффициентом загрузки, всегда значительно лучше, как технические, так и экономические показатели, что в конечном итоге приводит к их улучшению всей системы электроснабжения, которую питает данный силовой трансформатор.

Также оборудование распределительных устройств для трансформаторов правильно выбранной мощности всегда дешевле, чем для трансформаторов, выбранных по завышенным параметрам.

«Расчётным путём в работе установлено, что выбранный силовой трансформатор марки ТМГ-160/10, который устанавливается на реконструируемой ТП-10/0,4 кВ ПГТ «Майна» городского округа города Саяногорск, обеспечит надёжную работу схемы электроснабжения ПГТ» [5] «Майна» городского округа города Саяногорск в нормальном и послеаварийном режимах работы с учётом подключения новых потребителей.

Однако, согласно требованиям [1]: «окончательное решение по выбору марки и мощности силовых трансформаторов на проектируемой ТП-10/0,4 кВ ПГТ «Майна» городского округа города Саяногорск принимается только после



непосредственного проведения технико – экономического обоснования».

«При этом проводится технико – экономическое сравнение вариантов: сравнению подлежит выбранный силовой трансформатор номинальной мощностью  $S_{\text{ном.т.1}} = 160$  кВА, и трансформатор, который был установлен на ТП-10/0,4 кВ до проведения реконструкции  $S_{\text{ном.т.2}} = 100$  кВА» [14].

Параметры выбранных для сравнения трансформаторов [15] приводятся в таблице 12.

Таблица 12 – Номинальные параметры выбранных для сравнения трансформаторов

Вариант	Тип	$S_{\text{ном.т}}$ , кВА	$\Delta P_x$ , кВт	$\Delta P_k$ , кВт	Стоимость, руб.
1	ТМЗ-100/10	100	0,33	1,9	120000
2	ТМГ-160/10	160	0,44	2,45	132000

При сравнении вариантов принимается ранее полученное значение полной расчётной нагрузки ТП-10/0,4 кВ ПГТ «Майна» городского округа города Саяногорск после проведения реконструкции с учётом подключения новых потребителей, равное  $S_{p,ТП} = 102,5$  кВА.

На основе данных, приведённых в таблице 12, в работе проводится непосредственное технико – экономическое обоснование сравниваемых вариантов.

Критерием оптимальности в работе при проведении технико – экономического обоснования замены силового трансформатора в результате проведения реконструкции в работе принимается минимум суммарных затрат [16]:

$$Z_{\text{дс}} = \sum_{t=1}^{t_0} \frac{B+K-L}{(1+E)^t}, \text{ руб.}, \quad (51)$$

где В - расходы за год эксплуатации (учитываются на каждом году, кроме

нулевого), руб;

$K$  - капитальные затраты на приобретение (учитываются на нулевом году), руб;

$L$  - ликвидационная стоимость (учитывается на последнем году), руб;

$E$  - норма дисконта,  $E = 0,1$ ;

$t_e$  - срок эксплуатации, принимается  $t_e = 20$  лет;

$t$  - текущий год.

Расходы при эксплуатации определяется по формуле [16]:

$$B = B_e + B_{пот}, \text{ руб.} \quad (52)$$

где  $B_e$  – эксплуатационные расходы, руб;

$B_{пот}$  – стоимость потерь электроэнергии, руб.

Эксплуатационные расходы определяются по формуле [16]:

$$B_e = 0,024 \cdot K, \text{ руб.} \quad (53)$$

Стоимость электроэнергии при потерях определяются по формуле [16]:

$$B_{пот} = (\Delta P_x + \beta^2 \cdot \Delta P_k) \cdot \tau \cdot C_e, \text{ руб.}, \quad (54)$$

где  $\Delta P_x$  - потери холостого хода, кВт;

$\Delta P_k$  - потери короткого замыкания, кВт;

$\beta$ - коэффициент загрузки;

$\tau$  - время максимальных потерь;

$C_e$  - стоимость электроэнергии, руб/кВт·ч.

Время максимальных потерь определяется формулой [16]:

$$\tau = (0,124 + \frac{T_m}{10^4})^2 \cdot T_v, \text{ руб.}, \quad (55)$$

где  $T_v = 8760$  ч – годовое число часов включения трансформатора [4,5].

$$\tau = (0,124 + \frac{3500}{10^4})^2 \cdot 8760 = 1968 \text{ ч / год.}$$

Определение ликвидной стоимости по формуле [16]:

$$L = K_o \cdot (1 - \frac{a_r \cdot t_e}{100}), \text{ руб.}, \quad (56)$$

где  $K_o$  – капитальные затраты, тыс. руб;

$a_r$  - норма амортизации на реновацию, принимается  $a_r = 4,4\%$ .

Коэффициент загрузки определяется по данной формуле [16]:

$$\beta = \frac{S_{p.ТП}}{S_{ном.т}}$$

Производятся расчёты для первого варианта на первом году эксплуатации.

Коэффициент загрузки предоставлен варианта 1:

$$\beta = \frac{102,5}{100} = 1,025.$$

Стоимость электроэнергии при потерях варианта 1:

$$B_{ном} = (0,33 + 1,025^2 \cdot 1,9) \cdot 1968 \cdot 2,97 = 13596,5 \text{ руб.}$$

$$B_e = 0,024 \cdot 120000 = 2880 \text{ руб.}$$

Расходы на эксплуатацию (эксплуатационные расходы) варианта 1:

$$B = 13596,5 + 2880 = 16476,5 \text{ руб.}$$

Ликвидная стоимость представлена варианта 1:

$$Л = 120000 \cdot \left(1 - \frac{4,4 \cdot 20}{100}\right) = 14400 \text{ руб.}$$

Расходы первого варианта на первом году:

$$З_{дс} = \frac{16476,5}{(1+0,1)^1} = 14978,6 \text{ руб.}$$

Проводятся такие же расчёты для второго варианта на первом году эксплуатации.

Коэффициент загрузки варианта 2:

$$\beta = \frac{102,5}{160} = 0,64.$$

Стоимость потерь электроэнергии варианта 2:

$$B_{ном} = (0,44 + 0,64^2 \cdot 2,45) \cdot 1968 \cdot 2,97 = 8437,32 \text{ руб.}$$

$$B_e = 0,024 \cdot 132000 = 3168 \text{ руб.}$$

Эксплуатационные расходы варианта 2:

$$B = 8437,32 + 3168 = 11605,32 \text{ руб.}$$

Ликвидная стоимость варианта 2:

$$L = 132000 \cdot \left(1 - \frac{4,4 \cdot 20}{100}\right) = 15840 \text{ руб.}$$

Расходы второго варианта на первом году:

$$Z_{дс} = \frac{11605,32}{(1+0,1)^1} = 10550,3 \text{ руб.}$$

Для более удобного сравнения составим таблицу 13 со сравнением для всех «последующих лет первого варианта (силовой трансформатор марки ТМЗ-100/10) и для второго варианта (силовой трансформатор марки ТМГ-160/10)» [9].

Таблица 13 – Результаты расчёта дисконтных расходов вариантов при выборе силового трансформатора ТП-10/0,4 кВ

Год	Расходы, руб.	
	Вариант 1	Вариант 2
0	120000	132000
1	14978,6	10550,3
2	13616,9	9591,2
3	12388,3	8725,8
4	11285,2	7948,8
5	10233,9	7208,3
6	9308,8	6556,7
7	8449,5	5951,4
8	7699,3	5423,0

Продолжение таблицы 13

Год	Расходы, руб.	
	Вариант 1	Вариант2
9	6981,6	4917,5
10	6361,6	4480,8
11	5781,2	4072,0
12	5247,3	3696,0
13	4775,8	3363,9
14	4335,9	3054,0
15	3941,7	2776,4
16	3589,7	2528,4
17	3262,7	2298,1
18	2963,4	2087,3
19	2692,2	1896,3
20	-1831,1	-629,2
Всего	256062,5	228497

Согласно данным принятого критерия, оптимальным является второй вариант, то есть выбранный в результате проведения реконструкции трансформатор с номинальной мощностью  $S_{ном.т} = 160$  кВА с меньшей величиной дисконтных расходов за период 20 лет.

Окончательно принимаются к установке на ТП-10/0,4 кВ ПГТ «Майна» городского округа города Саяногорск, выбранный в результате реконструкции силовой трансформатор марки ТМГ-160/10.

### 3.2 Технико-экономические показатели проведённой реконструкции

Целью реконструкции ПГТ «Майна» городского округа города Саяногорск является улучшение качества электроснабжения за счет проведения реконструкции, состоящей в замене силового трансформатора на ТП-10/0,4 кВ (следует, что в результате реконструкции выбран и обоснован силовой трансформатор марки ТМГ-160/10), а также замены проводов марки АС на современные провода марки СИП (в результате реконструкции для ВЛ 10 кВ принята марка изолированного провода СИП-3 3×25, для питающих

магистралей ВЛ 0,4 кВ М1 и М2 – СИП-2 3×50+1×50, для отпаек от питающих магистралей 0,4 кВ – СИП-2 3×35+1×35).

При расчете экономического обоснования проекта, все выбранные марки аппаратов и электрического оборудования будут учитываться.

Значение максимальной расчётной мощности на шинах 0,38/0,22 кВ ПГТ «Майна» городского округа города Саяногорск составляет  $P_{\max}=90,0$  кВт,  $T_{\max}=3500$  ч.

Для расчета технико-экономического обоснования необходимо посчитать стоимость капитальных вложений в реконструкцию.

Приобретение электрического оборудования для реконструкции будет считаться основным средством с начисляемой амортизацией.

Как в бухгалтерском, так и в налоговом учете для того, чтобы считать электрическое оборудование основным средством, купленный объект должен соответствовать следующим критериям: срок службы «более 12 месяцев; первоначальная стоимость превышает 100 000 руб. в целях налогового учета и сумму, утвержденную предприятием с 2022 года (п.5 ФСБУ 6/2020 «Основные средства») либо 40 000 руб. до конца 2021 года (п.5 ПБУ 6/01 «Учет основных средств» [12]).

Формула для расчета капиталовложений для проведения реконструкции выглядит следующим образом [16]:

$$K = K_{ТП} + K_{ВЛ10кВ} + K_{ВЛ0,4кВ}, \quad (57)$$

где  $K_{ТП}$  - капиталовложения в реконструкцию ТП-10/0,4 кВ с заменой силового трансформатора;

$K_{ВЛ10кВ}$  - капиталовложения в питающие воздушные линии напряжением 10 кВ;

$K_{ВЛ0,4кВ}$  - капиталовложения в распределительные воздушные линии

напряжением 0,4 кВ.

«Капиталовложения по каждому из видов определяется с учётом стоимости единицы, количества единиц, а также:

– расходов на монтаж и наладку (25-35% от суммарной стоимости оборудования)

– накладных расходов (10-15% от суммарной стоимости оборудования)» [16].

Рассчитываются капиталовложения в реконструкцию питающей ТП-10/0,4 кВ посёлка.

В результате реконструкции на ТП-10/0,4 кВ был установлен новый силовой трансформатор марки ТМГ-160/10.

Капиталовложения в реконструкцию ТП-10/0,4 кВ системы электроснабжения ПГТ «Майна» городского округа города Саяногорск с заменой силового трансформатора, в работе определяются так:

$$K = C_{осн} \cdot n + M_n + H_p, \quad (58)$$

где  $n$  - количество единиц оборудования (трансформатора), шт.;

$C_{осн}$  - стоимость одной единицы оборудования (трансформатора), тыс. руб.;

$M_n$  - расходы на монтаж и наладку оборудования РУ, тыс. руб.;

$H_p$  - накладные расходы, тыс. руб.

Принимается в работе

$$M_n = 0,3C_{осн}; H_p = 0,1C_{осн}. \quad (59)$$



Результаты расчёта стоимости оборудования (силового трансформатора) с учётом выбранного в работе марки силового трансформатора ТМГ-160/10 сведены в таблице 14.

Таблица 14 – Стоимость силового трансформатора в результате проведения реконструкции

Тип электрооборудования	Кол-во ед., шт.	Стоимость, за единицу, тыс. руб.	Суммарная стоимость, тыс. руб.	Амортизация
Силовой трансформатор ТМГ-160/10	1	132,0	132,0	НК
Итого:	1	132,0	132,0	НК

Капиталовложения в реконструкцию ТП-10/0,4 кВ посёлка с заменой силового трансформатора, по условию (58)

$$K_{ТП} = 132 + 0,3 \cdot 132 + 0,1 \cdot 132 = 184,8 \text{ тыс.руб.}$$

«Капиталовложения в питающую воздушную линию напряжением 10 кВ, выполненную проводом марки СИП-3 3×25, определяются так:

$$K_{ВЛ10кВ} = l_{ВЛ10кВ} \cdot C_{ВЛ10кВ} + M_n + H_p, \quad (60)$$

где  $l_{ВЛ10кВ}$  - длина воздушные линии напряжением 10 кВ, км;

$C_{ВЛ10кВ}$  - стоимость 1 км ВЛ 10 кВ, тыс. руб» [16].

Стоимость ВЛ 10 кВ с учётом её длины

$$C_{ВЛ10кВ} = 0,078 \cdot 428,45 = 33,42 \text{ тыс.руб.}$$

## Капиталовложения в питающие воздушные линии напряжением 10 кВ

$$K_{ВЛ10кВ} = 33,42 + 0,3 \cdot 33,42 + 0,1 \cdot 33,42 = 46,79 \text{ тыс.руб.}$$

Для питающих магистралей ВЛ 0,38/0,22 кВ М1 и М2 выбраны провода марки СИП-2 3×50+1×50, для отпаяк от питающих магистралей 0,38/0,22 кВ – СИП-2 3×35+1×35.

Расчеты для ВЛ 0,4 кВ проводятся аналогично расчётам для ВЛ 10 кВ и сводятся в таблицу 15.

Таблица 15 – Стоимость воздушных линий 0,4 кВ

Марка провода	Кол-во, км	Стоимость, за км, тыс. руб.	Общая стоимость, тыс. руб.
СИП-2 3×50+1×50	0,467	221,0	103,21
СИП-2 3×35+1×35	0,763	209,0	159,47
Итого:	1,230	-	262,68

По формуле (60) капиталовложения в распределительные воздушные линии напряжением 0,4 кВ:

$$K_{ВЛ0,4кВ} = 262,68 + 0,3 \cdot 262,68 + 0,1 \cdot 262,68 = 367,75 \text{ тыс.руб.}$$

Определение суммы общих капитальных вложений в реконструкцию

$$K = 184,8 + 46,79 + 367,75 = 599,34 \text{ тыс.руб.}$$

«В общем виде расчетная формула эксплуатационных издержек (затрат) для реконструируемой системы электроснабжения» [2] ПГТ «Майна» городского округа города Саяногорск имеет вид:

$$\begin{aligned} \text{ЭЗ} = & \text{ЗП} + \text{СВ} + A_{\text{отп}} + A_{\text{овл10}} + A_{\text{овл0,4}} + P_{\text{ТО(ТП)}} + \\ & + P_{\text{ТО(ВЛ10)}} + P_{\text{ТО(ВЛ0,4)}} + C_{\text{ЭЭ}} + H_{\text{Н}} + \text{Пр} \end{aligned} \quad (61)$$

Заработная плата за год

$$\text{ЗП} = M_0 \cdot N \cdot K_{\text{дон}} \cdot T, \quad (62)$$

где  $M_0 = 55$  тыс. руб. – средний месячный оклад по региону на 2021 г.;

$N = 5$  – количество оперативно – технических работников;

$K_{\text{дон}} = 1,5$  – коэффициент, учитывающий дополнительную оплату труда;

$T = 12$  – число месяцев в году.

$$\text{ЗП} = 55 \cdot 5 \cdot 1,5 \cdot 12 = 4950 \text{ тыс.руб.}$$

Страховые взносы составляют 30,9% от ЗП (таблица 16).

Таблица 16 – Расчёт страховых взносов

Пенсионный фонд РФ (ПФР (22%))	Фонд обязательного медицинского страхования (ФФОМС (5,1%))	Фонд социального страхования, нетрудоспособность (ФСС (2,9%))	ФСС травматизм, 0,9%
1089 тыс. руб.	252,45 тыс. руб.	143,55 тыс. руб.	44,55 тыс. руб.

$$\text{СВ} = 0,309 \cdot \text{ЗП}. \quad (63)$$

$$\text{СВ} = 0,309 \cdot 4950 = 1529,55 \text{ тыс.руб.}$$

Таким образом, амортизационные отчисления на ТП-10/0,4 кВ с заменой силового трансформатора согласно (п. 3 ст. 258 НК РФ), определяются так:

$$A_{oТП} = \frac{C_{осн}}{t \cdot 12}. \quad (64)$$

$$A_{oТП} = \frac{184,8}{14 \cdot 12} = 1,1 \text{ тыс.руб.}$$

$$A_{oТП(год)} = 1,1 \cdot 12 = 13,2 \text{ тыс.руб.}$$

Расчёт годовых амортизационных отчислений на ТП-10/0,4 кВ сведён в таблицу 17.

Таблица 17 – Годовые амортизационные отчисления на ТП-10/0,4 кВ

Месяц	Величина $A_0$ , тыс. руб.
01 январь	184,8
01 февраль	183,7
01 март	182,6
01 апрель	181,5
01 май	180,4
01 июнь	179,3
01 июль	178,2
01 август	177,1
01 сентябрь	176,0
01 октябрь	174,9
01 ноябрь	173,8
01 декабрь	172,7
31 декабрь	171,6
Среднегодовая:	178,2

Отчисления на амортизацию ВЛ 10 кВ:

$$A_{oВЛ10} = \frac{46,79}{14 \cdot 12} = 0,28 \text{ тыс.руб.}$$

$$A_{oВЛ10(\text{год})} = 0,28 \cdot 12 = 3,34 \text{ тыс.руб.}$$

Расчёт годовых амортизационных отчислений на ВЛ 10 кВ сведён в таблицу 18.

Таблица 18 – Годовые амортизационные отчисления на ВЛ 10 кВ

Месяц	Величина $A_0$ , тыс. руб.
01 январь	46,79
01 февраль	46,51
01 март	46,23
01 апрель	45,95
01 май	45,67
01 июнь	45,39
01 июль	45,11
01 август	44,83
01 сентябрь	44,55
01 октябрь	44,27
01 ноябрь	43,99
01 декабрь	43,71
31 декабрь	43,43
Среднегодовая:	45,11

Амортизационные отчисления на ВЛ 0,4 кВ:

$$A_{oВЛ0,4} = \frac{367,75}{14 \cdot 12} = 2,19 \text{ тыс.руб.}$$

$$A_{обВЛ0,4(год)} = 2,19 \cdot 12 = 26,27 \text{ тыс.руб.}$$

Расчёт готовых амортизационных отчислений сведён в таблицу 19.

Таблица 19 – Годовые амортизационные отчисления на ВЛ 10 кВ

Месяц	Величина $A_0$ , тыс. руб.
01 январь	367,75
01 февраль	365,56
01 март	363,37
01 апрель	361,18
01 май	358,99
01 июнь	356,80
01 июль	354,61
01 август	352,42
01 сентябрь	350,23
01 октябрь	348,04
01 ноябрь	345,85
01 декабрь	343,66
31 декабрь	341,47
Среднегодовая:	354,61

Затраты на техническое обслуживание и ремонт

$$P_{ТО} = K \cdot \frac{r}{100}, \quad (65)$$

где  $r$  - годовая норма отчислений на техническое обслуживание и ремонт оборудования и сетей, %.

$$P_{ТО(ПП)} = 184,8 \cdot 0,0198 = 3,66 \text{ тыс.руб};$$

$$P_{ТО(ВЛ10кВ)} = 46,79 \cdot 0,0025 = 0,12 \text{ тыс.руб};$$

$$P_{TO(ВЛО,4кВ)} = 367,75 \cdot 0,0025 = 0,92 \text{ тыс.руб.}$$

Стоимость электроэнергии:

$$C_{ЭЭ} = W_{год} \cdot T_{ЭЭ}, \quad (66)$$

где  $T_{ЭЭ}$  - одноставочный тариф на электроэнергию (для региона стоимость на 01.01.2021 г. – 5,73 руб./кВт·ч);

$W_{год}$  - годовой объем потребляемой электроэнергии, кВт·ч.

$$W_{год} = T_{max} \cdot P_{max}, \quad (67)$$

где  $T_{max} = 3500$  ч - количество часов использования максимума;

$P_{max}$  - максимальная расчётная активная мощность ПГТ «Майна» городского округа города Саяногорск.

$$W_{год} = 3500 \cdot 90 = 315000 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

$$C_{ЭЭ} = 315000 \cdot 5,73 = 1804,95 \text{ тыс.руб.}$$

Прочие расходы

$$Pr = 0,01 \cdot \sum K \quad (68)$$

$$Pr = 0,01 \cdot 599,34 = 5,99 \text{ тыс.руб.}$$

Годовые эксплуатационные издержки на проведения реконструкции ПГТ «Майна» городского округа города Саяногорск

$$\begin{aligned} \text{ЭЗ} &= 4950 + 1529,55 + 13,2 + 3,34 + 26,27 + 3,66 + 0,12 + \\ &+ 0,92 + 1804,95 + 5,99 = 8338,0 \text{ тыс.руб.} \end{aligned}$$

«Стоимость производства и передачи 1 кВт·ч электроэнергии через реконструированную ТП-10/0,4 кВ» [10].

$$z = \frac{K \cdot E_H + \text{ЭЗ}}{W_{\text{год}}}. \quad (69)$$

$$z = \frac{599340 \cdot 0,1 + 8338000}{1804950} = 4,65 \text{ руб / кВт} \cdot \text{ч.}$$

Технико-экономические показатели проведённой реконструкции приведены в таблице 20.

Таблица 20 – Технико-экономические показатели проведённой реконструкции

Наименование затрат	Ед. измерения	Величина
Капиталовложения в реконструкцию	тыс. руб.	599,34
Заработная плата персонала	тыс. руб.	4950,0
Страховые взносы	тыс. руб.	1529,55
Суммарные амортизационные отчисления	тыс. руб.	42,81
Суммарные расходы на ремонт и техническое обслуживание системы электроснабжения	тыс. руб.	4,7
Годовой объем передаваемой энергии	кВт·ч	315000
Стоимость потреблённой электроэнергии	тыс. руб.	1804,95
Прочие расходы на систему электроснабжения	тыс. руб.	5,99
Стоимость производства и передачи 1 кВт·ч электроэнергии в системе электроснабжения	руб./кВт·ч	4,65



Технико-экономические показатели проведённой реконструкции являются удовлетворительными.

Выводы по разделу 3.

В результате выполнения третьего раздела работы проведено технико – экономическое обоснование замены силового трансформатора в результате проведения реконструкции, а также рассчитаны технико-экономические показатели проведённой реконструкции.

Установлено, что оптимальным решением в работе для установки на понизительной ТП, является трансформатор с паспортной номинальной мощностью  $S_{\text{ном.т}} = 160$  кВА марки ТМГ-160/10, обладающий меньшей величиной дисконтных расходов.

Следовательно, окончательно принимаются к установке на ТП-10/0,4 кВ ПГТ «Майна» городского округа города Саяногорск, выбранный в результате реконструкции силовой трансформатор марки ТМГ-160/10.

Капиталовложения в реконструируемую систему электроснабжения ПГТ «Майна» городского округа города Саяногорск составляют 599,34 тыс.руб., при этом стоимость производства и передачи электроэнергии составляет 4,65 руб./кВт·ч.

Все параметры системы электроснабжения находятся в допустимых нормах [1-4].

## Заключение

В результате выполнения работы разработан проект реконструкции системы электроснабжения ПГТ «Майна» городского округа города Саяногорск в связи с подключением новых потребителей.

В работе указанная реконструкция выполняется путём подключения новых потребителей к существующей схеме электроснабжения посёлка, а также замене проводов марки линий 10 кВ и 0,38/0,22 кВ марки АС на современные провода марки СИП и силового трансформатора на ТП-10/0,4 кВ ПГТ «Майна» городского округа города Саяногорск, вследствие увеличения нагрузок потребителей.

Для достижения цели в работе проведены следующие расчёты и приняты соответствующие решения:

- осуществлено описание и приведена основная техническая характеристика ПГТ «Майна» городского округа города Саяногорск до проведения мероприятий по реконструкции системы электроснабжения посёлка;

- проведено обоснование необходимости проведения реконструкции системы электроснабжения ПГТ «Майна» городского округа города Саяногорск;

- кратко рассмотрены основные требования нормативных документов, предъявляемые к системам электроснабжения и их схемам для питания потребителей населённых пунктов;

- обоснована схема электроснабжения для питания потребителей рассматриваемого в работе посёлка;

- проведён расчёт электрических нагрузок системы электроснабжения ПГТ «Майна»;

– выбран и проверен силовой трансформатор на ТП-10/0,4 кВ марки ТМГ-160/10, который устанавливается на данной ТП вместо трансформатора марки ТМЗ-100/10;

– выбраны сечения проводников напряжением 10 кВ и 0,4 кВ (в результате реконструкции для ВЛ 10 кВ принята марка провода СИП-3 3×25, для питающих магистралей ВЛ 0,4 кВ М1 и М2 – СИП-2 3×50+1×50, для отпаек от питающих магистралей 0,4 кВ – СИП-2 3×35+1×35);

– так же проведён расчёт токов короткого замыкания;

– осуществлены выбор, проверка и согласование электрических аппаратов напряжением 10 кВ и 0,4 кВ ТП-10/0,4 кВ ПГТ «Майна»;

– таким образом проведено технико – экономическое обоснование проведённой реконструкции ТП-10/0,4 кВ ПГТ «Майна» городского округа города Саяногорск, которая осуществлена путём замены силового трансформатора на ТП-10/0,4 кВ. Установлено, что лучшим вариантом является трансформатор марки ТМГ-160/10, выбранный в результате реконструкции;

– проведено экономическое обоснование указанной реконструкции.

Таким образом, выявлено, что указанные мероприятия по реконструкции системы электроснабжения ПГТ «Майна» городского округа города Саяногорск повысят надёжность, оптимизируют показатели энергосистемы, режим её работы, питающей ТП-10/0,4 кВ посёлка, а также уменьшат потери электроэнергии в сети посёлка и системе электроснабжения в целом.

Реконструированная система электроснабжения ПГТ «Майна» городского округа города Саяногорск обеспечит надёжное электроснабжения потребителей населённого пункта с учётом надёжности, экономичности и электробезопасности.

## Список используемой литературы

1. Анчарова Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений. - М.: Форум, НИЦ ИНФРА-М, 2016. 416 с.
2. Баранов Л.А. Светотехника и электротехнология -М.: Колос, 2018. – 343с.
3. Газалов В.С. Светотехника и электротехнология. Учебное пособие. Зерноград: ФГОУ ВПО АЧГАА, 2016. 268 с.
4. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.
5. Кадомская К.П. Электрооборудование высокого напряжения нового поколения. - Вологда: Инфра-Инженерия, 2017. 343 с.
6. Козлов В.А. «Электроснабжение городов». 5-е издание. – Санкт-Петербург: Энергоатомиздат, 2016. 264 с.
7. Кудрин Б. И. Электроснабжение. - М.: Academia, 2018. 352 с.
8. Курдюмов В.И., Зотов Б.И. Проектирование и расчет средств обеспечения безопасности. – М.: Колос, 2016. 184 с.
9. Лещинская Т. Б., Семичевский П. И., Белов С. И. Электроснабжение населенного пункта: методические рекомендации по курсовому и дипломному проектированию. - М.: ФГБОУ ВПО МГАУ, 2016. 148 с.
10. Лещинская Т.Б. Проектирование систем электроснабжения. - Иркутск: Изд-во ИрГСХА, 2015. 327 с.
11. Михайлов Ю.М. Охрана труда при эксплуатации электроустановок. – М.: Издательство «Альфа-Пресс», 2015. 224 с.
12. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. 5-е издание, перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2014. 608с.

13. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. 4-е изд., перераб. и доп. - М: Энергоатомиздат, 2017. 174 с.
14. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. 4-е изд., перераб. и доп. - М: Энергоатомиздат, 2016. 392 с.
15. Правила устройства электроустановок. 7-е изд., перераб. и доп.–М.: Главгосэнергонадзор России, 2018. 692 с.
16. Рогалев Н.Д. Экономика энергетики: учебное пособие для ВУЗов. - М.: «МЭИ», 2018. 288 с.
17. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для студентов учреждений среднего профессионального образования. - М.: ИЦ Академия, 2016. 448 с.
18. Сибикин Ю.Д. Электроснабжение. - Вологда: Инфра-Инженерия, 2017. 328 с.
19. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. - М.: ЭНАС, 2018. 312 с.
20. Шеховцов В. П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению. - М.: Форум, Инфра-М, 2016. 136 с.