

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 ООО «Инвестстрой»

Студент

П.Б. Лангурт

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н. В.И. Платов

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Консультант

к.т.н., доцент Кириллова А.А.

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Тольятти 2021

Аннотация

Выпускная квалифицированная работа 53 с., 9 рис., 18 табл., 28 источников.

Ключевые слова: реконструкция, система электроснабжения, мощность, напряжение, ток, нагрузка, линия, оборудование, трансформатор, режим работы, параметры.

Объект исследования – проект реконструкции системы электроснабжения промышленного предприятия.

Цель проекта заключается в разработке проекта реконструкции системы электроснабжения ООО «Инвестстрой» с учетом актуальных нагрузок производственных участков и согласно современным требованиям по надежности, безопасности и энергоэффективности.

Содержание ВКР включает в себя следующие вопросы: обоснование проведения реконструкции; расчет силовых и осветительных электрических нагрузок; компенсация реактивной мощности; расчет системы электроснабжения и токов короткого замыкания; выбор электрооборудования; релейная защита и автоматика; охрана труда, безопасность и экологичность проекта.

Abstract

The title of the graduation work is Reconstruction of power supply system at LLC«Investstroy».

The senior paper consists of an introduction, eight parts, a conclusion, tables, the list of references including foreign sources and the graphic part on 6 A1 sheets.

The key issue of the thesis is the reconstruction of the power supply system at the mechanical production. We touch upon the problem of energy savings and reliability of electrical installations.

The aim of the work is to develop a project for the reconstruction of the power supply system at LLC «Investstroy», taking into account the current loads of production sites and in accordance with modern requirements for reliability, safety and energy efficiency.

The graduation project describes in detail the need to reconstruct the power supply system at LLC «Investstroy». A project for the reconstruction of the company's power supply system has also been developed.

The readers' attention is also drawn to the choice of electrical devices and current-carrying parts.

The special part of the project gives details about labor protection, safety and environmental friendliness of the designed project.

In conclusion we'd like to stress reconstruction of the power supply system will ensure a reduction in accidents and undersupply of electricity to consumers. The use of modern electrical equipment will increase the overall reliability of power supply to consumers, reduce technical and operational costs.

Содержание

Введение.....	6
1 Обоснование необходимости реконструкции системы электроснабжения ООО «Инвестстрой»	8
1.1 Характеристики предприятия и потребителей электроэнергии.....	8
1.2 Обоснование необходимости реконструкции системы электроснабжения	10
2 Разработка проекта реконструкции системы электроснабжения предприятия	12
2.1 Определение расчетных нагрузок потребителей без учета системы освещения	12
2.2 Расчёт осветительной нагрузки предприятия	16
2.3 Компенсация реактивной мощности на ТП 10/0,4 кВ и выбор трансформаторов ТП	18
2.4 Компенсация реактивной мощности на ГПП и выбор трансформаторов ГПП.....	22
2.5 Расчет схемы внутреннего электроснабжения.....	26
2.6 Расчет токов короткого замыкания	31
2.7 Выбор электрических аппаратов и токоведущих частей ГПП.....	37
2.7.1 Выбор выключателей и разъединителей.....	37
2.7.2 Выбор ограничителей перенапряжения.....	38
2.7.3 Выбор трансформаторов тока.....	38
2.7.4 Выбор трансформаторов напряжения.....	39
2.7.5 Выбор трансформаторов собственных нужд.....	40
2.8 Релейная защита и автоматика	41
3 Охрана труда, безопасность и экологичность проекта	42
3.1 Организация охраны труда на предприятии	42
3.2 Система заземления и молниезащиты	43

3.3 Обеспечение соблюдения требований экологичности при проведении реконструкции	47
Заключение	50
Список используемых источников.....	51
Приложение А. Генеральный план предприятия.....	54
Приложение Б. Схема прокладки кабельных линий действующей системы электроснабжения	54
Приложение В. План прокладки кабельных линий после реконструкции .	55
Приложение Г. Схема релейной защиты силовых трансформаторов ГПП после реконструкции	56
Приложение Д. Схема релейной защиты блоков линия 10 кВ- трансформатор ТП после реконструкции.....	57
Приложение Е. Схема АВР 10 кВ на терминале Сириус-АВР.....	58

Введение

В данной работе рассматриваются вопросы реконструкции системы электроснабжения промышленного предприятия.

Актуальность темы заключается в том, что в настоящее время «технологические процессы почти любого современного промышленного предприятия осуществляются с применением различного электрооборудования (расположенного в производственных цехах)» [11], в которое входят электроприводы различных станков и технологических линий, нагревательные установки, системы освещения, а также другое электрооборудование. Следовательно, вопросы проектирования систем электроснабжения промышленных предприятий являются важными и актуальными. В данной работе наглядно показан пример разработки проекта реконструкции системы электроснабжения производственной базы ООО «Инвестстрой».

Объект исследования: система электроснабжения производственной базы ООО «Инвестстрой».

Предмет исследования: вопросы реконструкции действующей системы электроснабжения.

Цель работы: разработка проекта реконструкции системы электроснабжения ООО «Инвестстрой» с учетом актуальных нагрузок производственных участков и согласно современным требованиям по надежности, безопасности и энергоэффективности.

Для достижения поставленной цели необходимо решить ряд задач:

- систематизировать характеристики предприятия и потребителей электроэнергии (производственных участков);
- обосновать необходимость реконструкции действующей системы электроснабжения;
- рассчитать актуальные нагрузки производственных участков предприятия с учетом освещения;

- рассмотреть компенсацию реактивной мощности на ТП 10/0,4 кВ и ГПП;

- выбрать силовые трансформаторы цеховых ТП 10/0,4 кВ;

- выбрать силовые трансформаторы ГПП;

- рассчитать схему распределительной сети, провести выбор кабелей;

- определить токи короткого замыкания в ключевых точках электрической сети;

- провести выбор электрооборудования ГПП, его проверку по допустимым параметрам в рабочем и аварийном режиме;

- выбрать современные микропроцессорные терминалы РЗА;

- рассмотреть охрану труда, безопасность и экологичность проекта.

В процессе работы были использованы эмпирические и комплексно комбинированные методы исследования, а именно: изучение документации и информационных материалов; анализ и синтез; аналитико-расчётный.

1 Обоснование необходимости реконструкции системы электроснабжения ООО «Инвестстрой»

1.1 Характеристики предприятия и потребителей электроэнергии

Основной технологический процесс производственной базы ООО «Инвестстрой» – изготовление бетонных и железобетонных конструкций для дальнейшего использования предприятием в строительной деятельности [28]. Проанализирована техническая документация, характеристики производственных участков сведены в таблице 1.

Таблица 1 – Характеристики производственных участков

№ на генплане	Участок	Кол-во эл.пр.	Уст. мощн., кВт		cosφ	Ки
			ЭП, Рном	∑Рном		
1	Производственный цех №1	48	0,5...160	880	0,85	0,9
2	Производственный цех №2	56	0,8...160	935,4	0,85	0,9
3	Производственный цех №3	56	0,8...160	935,4	0,85	0,9
4	Цех производства бетона №1	35	0,8...62	888	0,87	0,93
5	Цех производства бетона №2	35	0,8...62	888	0,87	0,93
6	Цех производства бетона №3	35	0,8...62	888	0,87	0,93
7	Административно-бытовой блок	67	0,1...10	44,8	0,6	0,4
8	Столовая	28	0,5...15	59,2	0,9	0,3
9	Котельная	14	1,4...22	75,7	0,8	0,8
10	Склад	12	0,1...3,8	12	0,86	0,2
11	Склад-ангар	16	0,1...4,2	16,2	0,86	0,2
12	Ремонтно- механические мастерские	29	1,1...10,2	31,5	0,8	0,35
13	Водоочистные сооружения	78	0,2...38	161,8	0,82	0,7
14	Утилизационная насосная	11	0,5...32	96,3	0,88	0,8
15	Гараж	22	0,1...3,7	9	0,9	0,6
16	Вахтовый поселок	130	0,8...25	1050	0,92	0,55

В таблице 1.1 приведены:

$P_{\text{ном}}$ – установленная номинальная активная мощность электроприемников данного производственного участка, кВт;

$\Sigma P_{\text{ном}}$ – суммарная установленная номинальная активная мощность электроприемников данного производственного участка, кВт;

$K_{\text{и}}$ – среднесменный коэффициент использования активной мощности электроприемников данного производственного участка, кВт;

$\cos\varphi$ – среднесменный коэффициент мощности электроприемников данного производственного участка, о.е.

Электроснабжение предприятия осуществляется по двум вводам от подстанции ПС 110/10 кВ энергосистемы, расположенной на расстоянии 7,4 км. На ПС 110/10 кВ энергосистемы установлены два трансформатора ТДН-16000-110/10 кВ [14].

Генплан предприятия представлен в Приложении А.

Характеристики производственных участков предприятия представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Краткие характеристики производственных участков

№ на генплане	Производственный участок	Категория надёжности электроснабжения.	Производственная среда
1	Производственный цех №1	2	Пыльная
2	Производственный цех №2	2	Пыльная
3	Производственный цех №3	2	Пыльная
4	Цех производства бетона №1	2	Влажная
5	Цех производства бетона №2	2	Влажная
6	Цех производства бетона №3	2	Влажная
7	Административно-бытовой блок	3	Нормальная
8	Столовая	3	Нормальная
9	Котельная	1	Жаркая

Продолжение таблицы 2

№ на генплане	Производственный участок	Категория надёжности электроснабжения.	Производственная среда
10	Склад	3	Пыльная
11	Склад-ангар	3	Пыльная
12	Ремонтно- механические мастерские	2	Пыльная
13	Водоочистные сооружения	2	Влажная
14	Утилизационная насосная	2	Влажная
15	Гараж	2	Пожароопасная
16	Вахтовый поселок	2	Нормальная

Электроснабжение потребителей выполнено по радиальной схеме. Потребители 1-ой категории надежности запитываются непосредственно от ГПП. «Питание маломощных потребителей 2-ой и 3-ей категорий, чья нагрузка меньше 250 кВА, осуществляется установкой там РП-0,4кВ, подключенного к ближайшей ТП (для маломощных потребителей второй категории используются двухсекционные РП)» [14]. Линии 10 кВ выполнены кабелем марки ААБ. Линии 10 кВ выполнены кабелем марки АВВГ. Кабели проложены в траншеях. ГПП вынесена за территорию предприятия [27].

Схема прокладки кабельных линий действующей системы электроснабжения показана в Приложении Б.

1.2 Обоснование необходимости реконструкции системы электроснабжения

Актуальность реконструкции системы электроснабжения предприятия обусловлена следующим:

- 1) Технологическое устаревание электрооборудования и кабелей;
- 2) Высокая степень износа электрооборудования и кабелей;

3) Оборудование релейной защиты и автоматики ГПП выполнено на основе электромеханических реле и устарело;

4) На цеховых ТП установлены устаревшие неэнергоэффективные силовые трансформаторы марки ТМ;

5) Мощность силовых трансформаторов цеховых ТП не соответствует их актуальным нагрузкам.

В ВКР планируется расчет проекта реконструкции (СЭС), позволяющего избавиться от вышеперечисленных недостатков:

1) Необходимо выбрать новое электрооборудование, соответствующее современным требованиям надежности, электробезопасности и энергоэффективности;

2) Требуется выбрать новое современное оборудование РЗА на основе микропроцессоров [25];

3) Требуется рассчитать новый контур заземления ГПП и КТПН 10/0,4 кВ в соответствии с требованиями ПУЭ;

4) Необходимо выбрать новые энергоэффективные силовые трансформаторы цеховых КТПН с мощностью, соответствующей их актуальным нагрузкам.

2 Разработка проекта реконструкции системы электроснабжения предприятия

2.1 Определение расчетных нагрузок потребителей без учета системы освещения

Для расчета актуальных электрических нагрузок производственных участков используется метод коэффициента использования активной мощности нагрузок [20].

Формула для расчета среднесменных активных мощностей по участкам:

$$P_{cp} = K_{иа} \cdot P_{ном}, \quad (1)$$

где $K_{иа}$ – «коэффициент использования активной мощности для данного участка» [14];

$P_{ном}$ – номинальная активная мощность электроприемников данного участка, кВт.

Формула для расчета среднесменных реактивных мощностей по участкам:

$$Q_{cp} = P_{cp} \cdot tg\varphi, \quad (2)$$

Формула для расчета среднесменных полных мощностей по участкам:

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

Формула для определения расчетных активных мощностей по участкам [24]:

$$P_p = K_p \cdot P_{cp}, \quad (4)$$

где K_p – коэффициент расчетной нагрузки для данного участка [20].

Формулы для определения расчетных реактивных мощностей по участкам:

$$\begin{aligned} \text{при } n_э \leq 10, \quad Q_p &= 1,1 \cdot Q_{cp} \\ \text{при } n_э > 10, \quad Q_p &= 1 \cdot Q_{cp}, \end{aligned} \quad (5)$$

где $n_э$ – эффективное число электроприемников, шт.

$$n_э = \frac{(\sum P_n)^2}{\sum P_n^2}, \quad (6)$$

При условии, что отношение максимальной мощности электроприемника на участке к минимальной $m > 3$ и $K_n \geq 0,2$, эффективное число электроприемников определяется по выражению:

$$n_э = \frac{2 \sum_{i=1}^n P_{ni}}{P_{n \max}}, \quad (7)$$

где n – фактическое число потребителей на данном участке, шт;

P_n – суммарная активная мощность потребителей на данном участке, кВт.

В случае получения расчетного $n_э > n$, принимается $n_э = n$.

Рассмотрим пример расчета нагрузок для участка №1 (Производственный цех №1). $\cos \varphi = 0,85$; тогда $\operatorname{tg} \varphi = 0,62$.

$$m = 160 / 0,5 = 320.$$

Среднесменные мощности, согласно выражениям (1, 2):

$$P_{cp} = 0,9 \cdot 880 = 792 \text{ кВт}$$

$$Q_{cp} = 792 \cdot 0,62 = 490,84 \text{ квар}$$

Расчет актуальных электрических нагрузок остальных производственных участков аналогичен, результаты сведены в таблице 3.

Таблица 3 – Расчет актуальных электрических нагрузок производственных участков

N п/п	Участок	P уст, кВт		cosφ	tgφ	Ки	Среднесменные мощн.		
		эп, Pном	ΣPном				Pcp, кВт	Qcp, квар	Scp, кВА
1	Производственный цех №1	0,5...160	880	0,85	0,62	0,9	792	490,84	931,76
2	Производственный цех №2	0,8...160	935,4	0,85	0,62	0,9	841,86	521,74	990,42
3	Производственный цех №3	0,8...160	935,4	0,85	0,62	0,9	841,86	521,74	990,42
4	Цех производства бетона №1	0,8...62	888	0,87	0,57	0,93	825,84	468,03	949,24
5	Цех производства бетона №2	0,8...62	888	0,87	0,57	0,93	825,84	468,03	949,24
6	Цех производства бетона №3	0,8...62	888	0,87	0,57	0,93	825,84	468,03	949,24
7	Административно-бытовой блок	0,1...10	44,8	0,6	1,33	0,4	17,92	23,89	29,87
8	Столовая	0,5...15	59,2	0,9	0,48	0,3	17,76	8,60	19,73
9	Котельная	1,4...22	75,7	0,8	0,75	0,8	60,56	45,42	75,70
10	Склад	0,1...3,8	12	0,86	0,59	0,2	2,4	1,42	2,79
11	Склад-ангар	0,1...4,2	16,2	0,86	0,59	0,2	3,24	1,92	3,77
12	Ремонтно- механические мастерские	1,1...10,2	31,5	0,8	0,75	0,35	11,025	8,27	13,78
13	Водоочистные сооружения	0,2...38	161,8	0,82	0,7	0,7	113,26	79,06	138,12
14	Утилизационная насосная	0,5...32	96,3	0,88	0,54	0,8	77,04	41,58	87,55
15	Гараж	0,1...3,7	9	0,9	0,48	0,6	5,4	2,62	6,00
16	Вахтовый поселок	0,8...25	1050	0,92	0,43	0,55	577,5	246,01	627,72

Эффективное число потребителей, согласно выражению (7):

$$n_э = \frac{2 \cdot 880}{160} = 11$$

По справочным данным определяется коэффициент расчетной нагрузки, для $n_э=11$ и $K_{и}=0,9$: $K_p=1,03$ [20, 24].

Расчетные мощности участка, по выражениям (3–5):

$$P_p = 1,03 \cdot 792 = 815,76 \text{ кВт}$$

$$Q_p = 1 \cdot 490,84 = 490,84 \text{ квар}$$

$$S_p = \sqrt{815,76^2 + 490,84^2} = 952,04 \text{ кВА}$$

Расчетные электрические нагрузки остальных производственных участков определяются аналогично, результаты сведены в таблице 4.

Таблица 4 – Определение расчетных мощностей потребителей

N п/п	Наименование участков	nэ	Kp	Максимальные мощности		
				Pp, кВт	Qp, квар	Sp, кВА
1	Производственный цех №1	11	1,03	815,76	490,84	952,04
2	Производственный цех №2	12	1,03	867,12	521,74	1011,98
3	Производственный цех №3	12	1,03	867,12	521,74	1011,98
4	Цех производства бетона №1	29	1,03	850,62	468,03	970,87
5	Цех производства бетона №2	29	1,03	850,62	468,03	970,87
6	Цех производства бетона №3	29	1,03	850,62	468,03	970,87
7	Административно-бытовой блок	9	1,47	26,34	26,28	37,21
8	Столовая	8	1,72	30,55	9,46	31,98

Продолжение таблицы 4

N п/п	Наименование участков	пэ	Кр	Максимальные мощности		
				Рр, кВт	Qр, квар	Sp, кВА
9	Котельная	7	1,09	66,01	49,96	82,79
10	Склад	6	2,24	5,38	1,57	5,60
11	Склад-ангар	8	1,99	6,45	2,11	6,79
12	Ремонтно- механические мастерские	6	1,76	19,40	9,10	21,43
13	Водоочистные сооружения	9	1,18	133,65	86,96	159,45
14	Утилизационная насосная	6	1,1	84,74	45,74	96,30
15	Гараж	5	1,41	7,61	2,88	8,14
16	Вахтовый поселок	84	1,09	629,48	246,01	675,84
Σ				6111,44	3418,46	7002,55

2.2 Расчёт осветительной нагрузки предприятия

Нагрузка освещения рассчитывается методом удельной мощности.

Формула для определения расчетных активных мощности по участкам:

$$P_{po} = P_0 \cdot K_{co} \cdot F, \quad (8)$$

где P_0 – удельная мощность, Вт/м²;

K_{co} – коэффициент спроса освещения, принимается согласно пункту 3.166. СН 357-77 [18, 23];

F – площадь здания, м².

Формула для определения расчетных реактивных мощности по участкам:

$$Q_{po} = P_{po} \cdot tg\varphi, \quad (9)$$

Освещение обеспечивается современными светодиодными светильниками.

Рассмотрим пример расчета осветительной нагрузки для участка №1 (Производственный цех №1). Расчетные мощности освещения участка, по выражениям (3, 8, 9):

$$P_{po} = 3,6 \cdot 0,95 \cdot 732,9 = 2,056 \text{ кВт}$$

$$Q_{po} = 2,056 \cdot 0,88 = 2,206 \text{ квар}$$

С учетом освещения, расчетные мощности участка №1:

$$P_p' = 815,76 + 2,506 = 818,266 \text{ кВт}$$

$$Q_p' = 490,84 + 2,206 = 493,043 \text{ квар}$$

$$S_p' = \sqrt{818,266^2 + 493,043^2} = 955,328 \text{ кВА}$$

С учетом освещения, расчетные мощности остальных участков определяются аналогично, результаты сведены в таблице 5.

Таблица 5 – Определение расчетных мощностей участков с учетом освещения

N п/п	Наименование участков	F, м ²	P _о , Вт/м ²	K _{со}	P _{po} , кВт	P _p ' (P _p +P _{po}), кВт	Q _p ' (Q _p +Q _{po}), квар	S _p ', кВА
1	Производственный цех №1	732,9	3,6	0,95	2,506	818,266	493,043	955,328
2	Производственный цех №2	875,6	3,6	0,95	2,994	870,110	524,373	1015,903
3	Производственный цех №3	875,6	3,6	0,95	2,994	870,110	524,373	1015,903
4	Цех производства бетона №1	348,3	3,6	1	1,254	851,869	469,129	972,503

Продолжение таблицы 5

N п/п	Наименование участков	F, м ²	P ₀ , Вт/м ²	K _{со}	P _{ро} , кВт	P _{р'} (P _р +P _{ро}), кВт	Q _{р'} (Q _р +Q _{ро}), квар	S _{р'} , кВА
5	Цех производства бетона №2	348,3	3,6	1	1,254	851,869	469,129	972,503
6	Цех производства бетона №3	348,3	3,6	1	1,254	851,869	469,129	972,503
7	Административно- бытовой блок	410,4	4,4	0,8	1,445	27,787	27,554	39,132
8	Столовая	216,0	4,4	0,8	0,760	31,308	10,131	32,906
9	Котельная	195,9	3,6	1	0,705	66,716	50,583	83,723
10	Склад	832,2	2,2	0,6	1,099	6,475	2,533	6,952
11	Склад-ангар	832,2	2,2	0,6	1,099	7,546	3,081	8,151
12	Ремонтно- механические мастерские	190,7	3,8	0,85	0,616	20,020	9,638	22,219
13	Водоочистные сооружения	2076,2	3,6	0,95	7,101	140,747	93,210	168,813
14	Утилизационная насосная	96,9	3,6	1	0,349	85,093	46,047	96,753
15	Гараж	313,8	3,8	1	1,193	8,807	3,926	9,642
16	Вахтовый поселок	6436,3	4,4	1	28,320	657,795	270,935	711,407
	Итого	15129,8			54,942	6166,39	3466,81	7074,117
	Территория	24031,3037	0,2	1	4,806	4,806	4,230	
Σ						6171,193	3471,043	7080,379

2.3 Компенсация реактивной мощности на ТП 10/0,4 кВ и выбор трансформаторов ТП

Нагрузки производственных участков группируются по ТП 10/0,4 кВ с целью оптимального выбора трансформаторов по мощности, а также обеспечения минимальной суммарной длины линий распределительной сети

[24]. Если расчетная нагрузка участка составила менее 250 кВА, то целесообразно установить РП 0,4 кВ (одно- или двухсекционный), который будет питать от ближайшей ТП другого участка [5, 22].

Согласно ПУЭ, если в состав нагрузки ТП входят потребители 1 и 2 категорий надежности электроснабжения, то на ТП устанавливается два силовых трансформатора (как два источника питания).

Оптимальная мощность силовых трансформаторов ТП рассчитывается согласно выражению:

$$S_o = \frac{\sum S_p}{\beta \cdot N}, \quad (10)$$

где $\sum S_p$ – суммарная расчетная полная мощность потребителей ТП, кВА;

β – нормативный коэффициент загрузки трансформаторов (0,7 для двухтрансформаторных ТП) [12, 21];

N – число силовых трансформаторов, шт.

Допустимая к передаче в сеть 0,4 кВ величина реактивной мощности (РМ) [20, 25]:

$$Q_1 = \sqrt{(N \cdot \beta \cdot S_{н.м.})^2 - P_p^2}, \quad (11)$$

где $S_{н.м.}$ – «номинальная мощность трансформатора, кВА» [5];

P_p – «расчетная активная мощность нагрузки ТП, кВт» [5].

Требуемая для компенсации со стороны 0,4 кВ РМ рассчитывается согласно выражению:

$$Q_{0,4} = Q_p - Q_1 \quad (12)$$

где Q_p – расчетная реактивная мощность нагрузки ТП, квар.

При полученном отрицательном значении $Q_{0,4}$, либо менее 50 квар, компенсация не требуется [15]. Далее, в случае выбора установок КРМ, рассчитывается остаточное значение РМ согласно выражению:

$$Q_{HH} = Q_p - Q_{BK} \quad (13)$$

Рассмотрим пример расчета компенсации реактивной мощности на ТП 10/0,4 кВ и выбора трансформаторов ТП -1 для производственного цеха №1.

Суммарные нагрузки ТП составили: 818,266 кВт; 493,043 квар; 955,328 кВА. Оптимальная мощность силовых трансформаторов ТП рассчитывается согласно выражению (10):

$$S_o = \frac{955,328}{0,7 \cdot 2} = 682,38 \text{ кВА}$$

Принимаем к установке энергосберегающие силовые трансформаторы ТМГ12-1000/10. Выбор трансформаторов всех ТП проводится аналогично и сведен в таблице 6.

Таблица 6 – Расчет нагрузок и выбор трансформаторов ТП

№	Охват нагрузки, № участков	№ участка, располож.	S_p , кВА	S_o , кВА	Ном. мощн. трансф., кВА
ТП-1	1	№1	955,328	682,38	1000
ТП-2	2	№2	1015,903	725,64	1000
ТП-3	3	№3	1015,903	725,64	1000
ТП-4	4,10,11	№4	987,495	705,35	1000
ТП-5	5	№5	972,503	694,65	1000
ТП-6	6	№6	972,503	694,65	1000
ТП-9	9,12,15	№9	115,079	82,20	100

Продолжение таблицы 6

№	Охват нагрузки, № участков	№ участка, располож.	Sp, кВА	So, кВА	Ном. мощн. трансф., кВА
ТП-13	13,14	№13	265,323	189,52	250
ТП-16	16,7,8, освещение терр.	№16	786,587	561,85	630

Для ТП-1 допустимая к передаче в сеть 0,4 кВ величина реактивной мощности (РМ), при принятом числе трансформаторов, рассчитывается согласно выражению (11):

$$Q_1 = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 1000)^2 - 818,266^2} = 1135,98 \text{ квар}$$

Требуемая для компенсации РМ рассчитывается согласно (12):

$$Q_{0,4} = 493,043 - 1135,98 = -642,93 \text{ квар}$$

КРМ не требуется.

Коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме:

$$K_z = \frac{S_{p.комп.}}{S_{н.т.} \cdot N}, \quad (14)$$

$$K_z = \frac{955,328}{1000 \cdot 2} = 0,48$$

Коэффициент аварийной перегрузки рассчитывается согласно выражению [19]:

$$K_n = \frac{S_{p.комп.}}{S_{н.т.}}, \quad (15)$$

$$K_n = \frac{955,328}{1000} = 0,96 \leq 1,4$$

В аварийном режиме перегрузка отсутствует (допускается перегрузка 40 % [12]). Расчет КРМ на других ТП проводится так же и сведен в таблице 7.

Таблица 7 – Расчет КРМ на ТП 10/0,4 кВ

№ТП	Q0,4, квар	Qбк, квар	Кп
ТП-1	-642,93	0	0,96
ТП-2	-572,40	0	1,02
ТП-3	-572,40	0	1,02
ТП-4	-625,36	0	0,99
ТП-5	-641,87	0	0,97
ТП-6	-641,87	0	0,97
ТП-9	-38,18	0	1,15
ТП-13	-128,13	0	1,06
ТП-16	-194,18	0	1,25

Подстанции выбираем современной серии 2КТПН-ПК 10/0,4.

2.4 Компенсация реактивной мощности на ГПП и выбор трансформаторов ГПП

Согласно проведенным ранее расчетам, суммарная нагрузка потребителей ТП составила 7080,379 кВА. Предварительно выбираем для установки на ГПП два силовых трансформатора ТДН-6300/110.

Для расчета нагрузки ГПП необходимо учесть потери в ТП 10/0,4 кВ.

«Потери активной и реактивной мощности в трансформаторах рассчитывается согласно выражениям» [17, 18]:

$$\Delta P_m = \frac{\Delta P_{\kappa}}{n} \cdot \frac{P_p^2 + Q_p^2}{S_n^2} + n \cdot \Delta P_{xx} \quad (16)$$

где ΔP_{κ} – «потери КЗ для данной марки трансформатора, кВт» [18];

n – «число трансформаторов, шт» [18];

S_n – «номинальная мощность трансформатора, кВА» [18];

ΔP_{xx} – потери ХХ для данной марки трансформатора, кВт.

$$\Delta Q_m = \frac{U_{\kappa}}{n \cdot 100} \cdot \frac{P_p^2 + Q_p^2}{S_n^2} + \frac{n \cdot I_{xx}}{100} \cdot S_n \quad (17)$$

где U_{κ} – напряжение КЗ для данной марки трансформатора, %;

I_{xx} – ток ХХ для данной марки трансформатора, %.

Потери мощности для ТП-1 рассчитываются согласно (16, 17):

$$\Delta P_m = \frac{10,5}{2} \cdot \frac{813,3^2 + 493^2}{1000^2} + 2 \cdot 1,1 = 7,0 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_m = \frac{5,5}{2 \cdot 100} \cdot \frac{813,3^2 + 493^2}{1000^2} + \frac{2 \cdot 0,6}{100} \cdot 1000 = 37,1 \text{ квар}$$

Расчет потерь мощности на других ТП аналогичен, результаты приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Расчет потерь мощности на ТП 10/0,4 кВ

№ ТП	Рр, кВт	Qр, квар	ΔР, кВт	ΔQ, квар	Рр+ΔР, кВт	Qр+ΔQ, квар
ТП-1	818,3	493,0	7,0	37,10	825,26	530,14
ТП-2	870,1	524,4	7,6	40,38	877,73	564,75
ТП-3	870,1	524,4	7,6	40,38	877,73	564,75
ТП-4	865,9	474,7	7,3	38,82	873,21	513,56
ТП-5	851,9	469,1	7,2	38,01	859,03	507,14
ТП-6	851,9	469,1	7,2	38,01	859,03	507,14
ТП-9	95,5	64,1	1,6	5,78	97,12	69,93
ТП-13	225,8	139,3	2,7	10,84	228,52	150,09
ТП-16	721,7	312,8	6,9	35,83	728,56	348,68
Σ	6171,2	3471,0	55,0	285,1	6226,2	3756,2

Итоговая реактивная нагрузка ГПП по стороне 10 кВ:

$$Q_{10} = \sum Q_{HH} + \sum \Delta Q_m \quad (18)$$

где $\sum Q_{HH}$ – реактивная нагрузка для всех ТП, квар;

$\sum \Delta Q_m$ – потери РМ в трансформаторах всех ТП, квар.

$$Q_{10} = 3471,0 + 285,1 = 3756,2 \text{ квар}$$

Итоговая активная нагрузка ГПП по стороне 10 кВ:

$$P_{\text{сумм}} = \sum P_p + \sum \Delta P_m \quad (19)$$

где $\sum P_p$ – активная нагрузка для всех ТП, кВт;

$\sum \Delta P_m$ – потери активной мощности в трансформаторах всех ТП, кВт.

$$P_{\text{сумм}} = 6171,2 + 55,0 = 6226,2 \text{ кВт}$$

$$\text{tg } \varphi = \frac{Q_{10}}{P_{\text{сумм}}}, \quad (20)$$

$$\text{tg } \varphi = \frac{3756,2}{6226,2} = 0,603$$

Требуемая для компенсации со стороны каждой шины 10 кВ РМ рассчитывается согласно выражению [16]:

$$Q_{\text{ку}} / 2 = \frac{Q_{10} + \Delta Q_T - Q_{\text{сист}} - Q_c}{2}, \quad (21)$$

где 2 – число секций шин, шт;

$Q_{\text{сист}}$ – РМ, получаемая из энергосистемы, квар;

Q_c – РМ, получаемая от синхронных двигателей (не имеется), квар;
 ΔQ_T – предварительные потери РМ в силовых трансформаторах
 ГПП, квар.

$$\Delta Q_m = \frac{7,5}{2 \cdot 100} \cdot \frac{6226,2^2 + 3756,2^2}{6300^2} + \frac{2 \cdot 0,9}{100} \cdot 6300 = 529,2 \text{ квар}$$

$$Q_{\text{сист}} = \alpha \cdot \sum P_p \quad (22)$$

где α – эквивалент нормативного $\text{tg}\varphi=0,33$.

$$Q_{\text{ку}} / 2 = \frac{3756,18 + 529,2 - 0,33 \cdot 6226,2 - 0}{2} = 1124,44 \text{ квар}$$

Итого на каждой шине 10 кВ ГПП устанавливается по батарее УК-10-1125-У3 мощностью по 1125 квар.

Итоговая нагрузка ГПП:

$$Q_{\text{рк}} = 3756,181 - 2 \cdot 1125 = 1506,181 \text{ квар}$$

$$P_{\text{рк}} = P_{\text{сумм}} = 6226,19 \text{ кВт}$$

Полная нагрузка ГПП с учетом разновременности:

$$S_p = \sqrt{(k_{\text{рма}} \cdot P_{\text{рк}})^2 + (k_{\text{рмп}} \cdot Q_{\text{рк}})^2} \quad (23)$$

где $k_{\text{рма}}$ и $k_{\text{рмп}}$ – коэффициенты разновременности максимумов активных и реактивных нагрузок, принимаются равными 0,95 для строительных предприятий [5, 15].

$$S_p = \sqrt{(0,95 \cdot 6226,19)^2 + (0,95 \cdot 1506,181)^2} = 6085,493 \text{ кВА}$$

Коэффициент аварийной перегрузки рассчитывается согласно выражению (15):

$$K_n = \frac{6085,493}{6300} = 0,966$$

В аварийном режиме перегрузка отсутствует (допускается перегрузка 40 % [12, 14]).

Рассчитываем итоговые потери мощности на ГПП, согласно выражениям (16, 17):

$$\Delta P_m = \frac{44}{2} \cdot \frac{5914,88^2 + 1430,87^2}{6300^2} + 2 \cdot 11,5 = 64,015 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_m = \frac{10,5}{2 \cdot 100} \cdot \frac{5914,88^2 + 1430,87^2}{6300^2} + \frac{2 \cdot 0,9}{100} \cdot 6300 = 416,628 \text{ квар}$$

Итоговая расчетная мощность предприятия:

$$S_p = \sqrt{(5914,88 + 64,015)^2 + (1430,87 + 416,628)^2} = 6257,83 \text{ кВА}$$

2.5 Расчет схемы внутреннего электроснабжения

Внутреннее электроснабжение предприятия выполнено по радиальной схеме (Приложение Б). Общая схема распределительной сети удовлетворяет всем требованиям и потому остается неизменной. Производится замена кабелей на современные аналоги, с учетом актуальных нагрузок линий. «Кабельные линии на 10 кВ выполняются кабелем АПвП и на 0,38 кВ кабелем АПвББШп. Кабели прокладываются в траншеях под землей» [17].

В качестве примера рассмотрим линию от ГПП до ТП-1.

Наибольший ток линии:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n} \quad (24)$$

где S_p – «расчетная мощность участка, кВА» [7];

n – «число цепей линии, шт» [7].

$$I_p = \frac{980,87}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 28,32 \text{ A}$$

$$I_{ав} = \frac{980,87}{\sqrt{3} \cdot 10} = 56,63 \text{ A}$$

«Экономическое сечение жил кабеля рассчитывается согласно выражению» [7]:

$$F_{эк} = \frac{I_p}{j_{эк}} \quad (25)$$

где $j_{эк}$ – «экономическая плотность тока, А/мм²» [7].

$$F_{эк} = \frac{28,32}{1,4} = 20,23 \text{ мм}^2$$

Выбирается кабель АПвП-3х25, длительно допустимый ток при прокладки 6 кабелей в одной траншее 76,5 А, что больше аварийного 56,63 А. Данный кабель подходит. Расчет линий распределительной сети и выбор кабелей 10 кВ сведены в таблице 9.

Таблица 9 – Расчет линий распределительной сети и выбор кабелей 10 кВ

КЛ до	S_m ,кВА	$I_{ав}$,А	$F_{эк}$,мм ²	$F_{ст}$,мм ²	$I''_{доп}$,А
ТП-1	980,87	56,63	20,23	25	76,5

Продолжение таблицы 9

КЛ до	S _м ,кВА	I _{ав} ,А	F _{эк} ,мм ²	F _{ст} ,мм ²	I''доп,А
ТП-2	1043,72	60,26	21,52	25	76,5
ТП-3	1043,72	60,26	21,52	25	76,5
ТП-4	1013,03	58,49	20,89	25	76,5
ТП-5	997,56	57,59	20,57	25	76,5
ТП-6	997,56	57,59	20,57	25	76,5
ТП-9	119,68	6,91	2,47	16	63,75
ТП-13	273,40	15,78	5,64	16	63,75
ТП-16	807,69	46,63	16,65	16	63,75

«Потери напряжения в линии определяются по формуле» [7]:

$$\Delta U_{\%} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot L \cdot 100}{U_n} (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \quad (26)$$

где I_p – «расчетный ток линии, А» [7];

L – «длина линии, км» [7];

r_0 и x_0 – «удельные активное и индуктивное сопротивления кабелей, Ом/км» [7];

$\cos \varphi$ – «средневзвешенный коэффициент мощности нагрузки» [7, 13].

$$\Delta U_{\%} = \frac{\sqrt{3} \cdot 56,63 \cdot 0,021 \cdot 100}{400} (1,24 \cdot 0,841 + 0,1 \cdot 0,54) = 0,011 \%$$

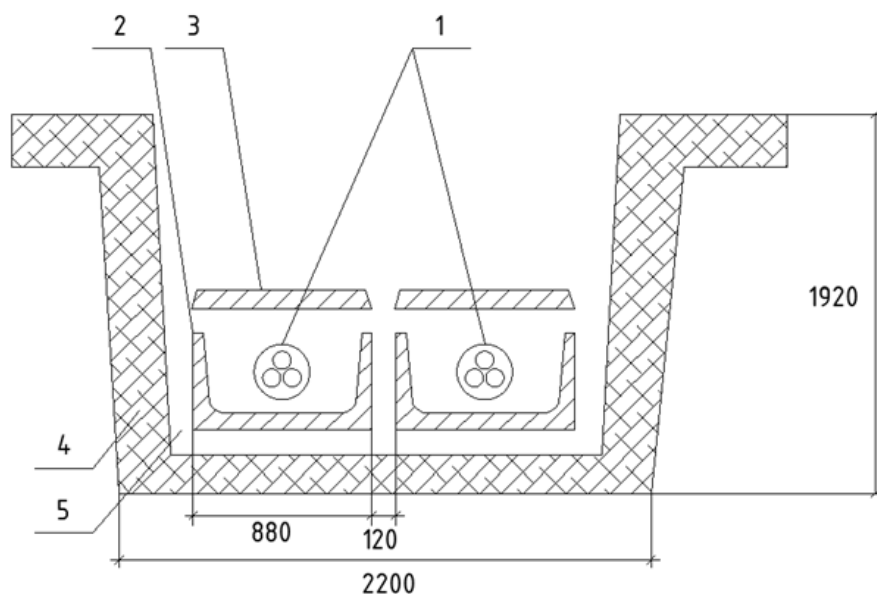
«Согласно ПУЭ, потери напряжения не должны превышать 5 %, потери меньше допустимых 5 %» [12].

Расчеты для других КЛ 10 кВ приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Расчет потерь напряжения в линиях 10 кВ

КЛ до	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	L, км	ΔU , %
ТП-1	1,24	0,1	0,021	0,011
ТП-2	1,24	0,1	0,020	0,005
ТП-3	1,24	0,1	0,061	0,016
ТП-4	1,24	0,1	0,062	0,016
ТП-5	1,24	0,1	0,079	0,020
ТП-6	1,24	0,1	0,120	0,030
ТП-9	1,95	0,11	0,208	0,010
ТП-13	1,95	0,11	0,140	0,015
ТП-16	1,95	0,11	0,256	0,081

Устройство кабельной траншеи распределительной сети 10 кВ приведено на рисунке 1.



1 - Силовой кабель; 2 - Лоток железобетонный; 3 - Плита железобетонная; 4 - Песчано-гравийная смесь; 5 - Песчаная подготовка

Рисунок 1 – Устройство кабельной траншеи распределительной сети 10 кВ

«Выбор кабелей 0,38 кВ.

Согласно ТЗ, требуется обеспечить возможность индивидуального отключения электроприемников для независимого проведения ремонтных

работ и работ по обслуживанию» [14]. Структура действующей схемы силовой распределительной сети удовлетворяет указанным требованиям и является оптимальной, таким образом оставляем ее неизменной. Прокладка новых кабелей выполняется по существующим трассам. «Радиальная схема обеспечивает повышенную надежность системы электроснабжения и точную отстройку автоматических выключателей по селективности срабатывания» [12, 15].

Рассмотрим пример выбора кабеля от ТП4 до РП10.

Расчётный ток КЛ (3 фазы) определяется согласно выражению (24):

$$I_p = \frac{15,1}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 21,8 \text{ A}$$

Принимаем кабель АВВГнг-LS-4x10 мм² с допустимым током (с учетом учитывающего групповую прокладку поправочного коэффициента 1,0 для одного кабеля в траншее) 75 А.

Выбор кабелей силовой сети для питания других РП проводится аналогично, результаты сведены в таблице 11.

Таблица 11 – Выбор кабелей 0,38 кВ

КЛ 0,38 кВ	N	S _{рп} ,кВА	I _р ,А	Марка кабеля	I _{доп} ,А	К _{попр}	I* _{доп} ,А	I _{ав} ,А
ТП4- РП10	1	15,10	21,80	АПвБбШп 4*10	75	1	75	21,8
РП10- РП11	1	8,15	11,77	АПвБбШп 4*10	75	1	75	11,77
ТП9- РП12	2	22,22	16,04	АПвБбШп 4*10	75	0,93	69,8	32,07
ТП9- РП15	2	9,64	6,96	АПвБбШп 4*10	75	0,93	69,8	13,92
ТП13- РП14	2	96,75	69,83	АПвБбШп 3*50+1*25	180	0,93	167	139,7
ТП16- РП8	1	72,04	103,98	АПвБбШп 3*25+1*16	125	1	125	104
РП8- РП7	1	39,13	56,48	АПвБбШп 4*10	75	1	75	56,48

Потери напряжения в линии ТП4- РП10, согласно (26):

$$\Delta U_{\text{л}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 21,8 \cdot 0,041 \cdot 100}{380} (3,1 \cdot 0,928 + 0) = 1,12 \%$$

«Потери напряжения не превышают допустимые 5%» [12].

Проверка линий 0,38 кВ сведена в таблице 12.

Таблица 12 – Расчет потерь напряжения в КЛ 0,38 кВ

КЛ 0,38 кВ	го, Ом/км	L,км	dU,%
ТП4- РП10	3,1	0,041	1,12
РП10- РП11	3,1	0,056	0,67
ТП9- РП12	3,1	0,045	0,73
ТП9- РП15	3,1	0,032	0,23
ТП13- РП14	0,62	0,05	0,71
ТП16- РП8	1,24	0,009	0,38
РП8- РП7	3,1	0,014	0,81

Потери не превышают допустимые 5% согласно ПУЭ [12].

План прокладки кабельных линий после реконструкции показан в Приложении В.

2.6 Расчет токов короткого замыкания

Далее, для проверки выбранного электрооборудования необходимо рассчитать токи «короткого замыкания (КЗ) в местах установки электрооборудования» [13]. «Исходными для расчета являются принятый вариант схемы электроснабжения, выбранные к установке кабели» [13]. «Составляется эквивалентная схема замещения, куда вносятся только элементы сети, значимо влияющие на величину токов короткого замыкания, наносятся точки КЗ» [13].

«Полное сопротивление эквивалентной схемы замещения электрической сети находится по формуле» [13]:

$$z = \sqrt{\left(\sum r^{\circ}\right)^2 + \left(\sum x^{\circ}\right)^2} \quad (27)$$

где $\sum r^{\circ}$ – «эквивалентное активное сопротивление цепи, Ом» [13];

$\sum x^{\circ}$ – «эквивалентное индуктивное сопротивление цепи, Ом» [13].

«Активное сопротивление силовых трансформаторов» [18]:

$$R_T = \Delta P_K \cdot U_{н.в.}^2 / (S_H^2 \cdot 1000), \quad (28)$$

где ΔP_K – «потери мощности КЗ трансформатора, кВт» [18];

$U_{н.в.}$ – «номинальное напряжение обмотки ВН трансформатора, кВ» [18];

S_H – «номинальная мощность трансформатора, кВА» [18].

«Полное сопротивление силовых трансформаторов» [18]:

$$Z_T = \Delta U_K / 100 \cdot 10^2 / S_H, \quad (29)$$

где ΔU_K – потери напряжения КЗ трансформатора, %.

Схема замещения электрической сети приведена на рисунке 2.

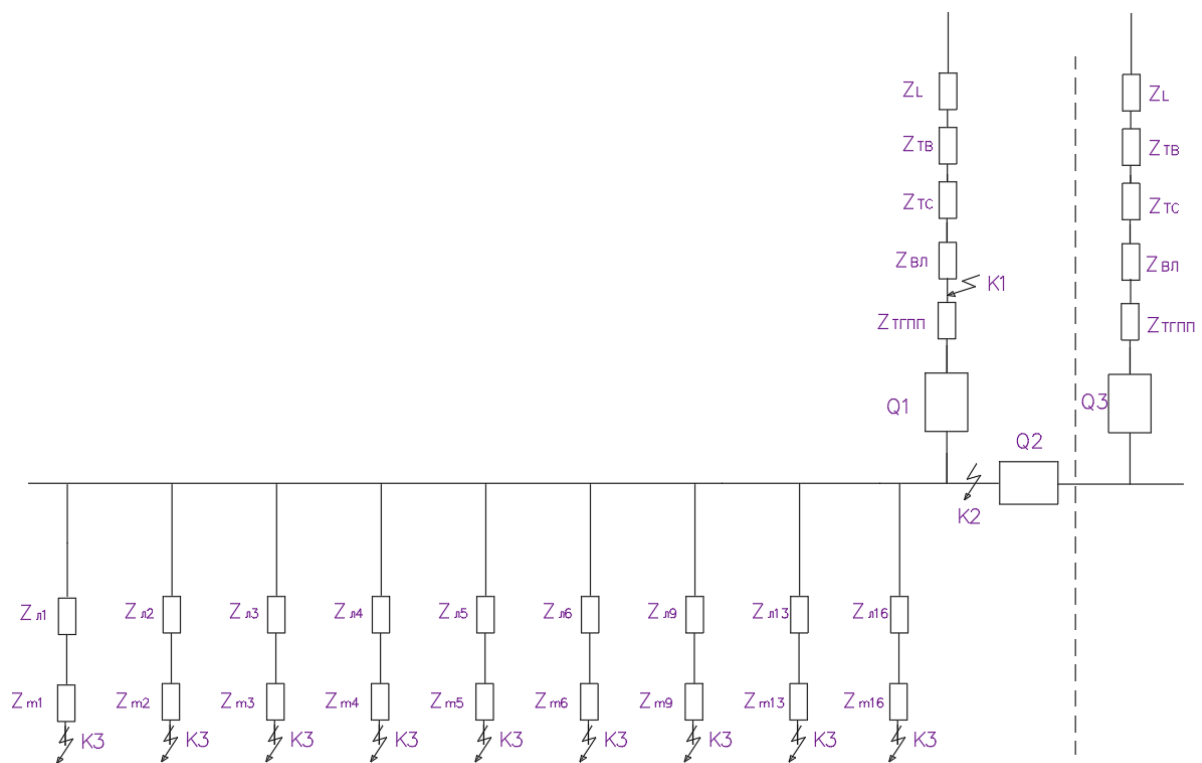


Рисунок 2 – Схема замещения электрической сети

Сопротивления линий сведены в таблице 13.

Таблица 13 – Сопротивления линий

Участок	$R'(10), \text{МОм}$	$X'(10), \text{МОм}$
ТП-1	12,76	1,03
ТП-2	12,41	1,00
ТП-3	38,00	3,06
ТП-4	38,33	3,09
ТП-5	49,05	3,96
ТП-6	74,69	6,02
ТП-9	202,90	11,45
ТП-13	136,50	7,70
ТП-16	250,06	14,11
ВЛ 110 кВ	13,12	13,58

Сопротивления трансформаторов сведены в таблице 14.

Таблица 14 – Сопротивления трансформаторов

Место установки тр-ров	R'(10), Ом	X'(10), Ом	Z'(10), Ом
ТП-1	1,050	5,399	5,500
ТП-2	1,050	5,399	5,500
ТП-3	1,050	5,399	5,500
ТП-4	1,050	5,399	5,500
ТП-5	1,050	5,399	5,500
ТП-6	1,050	5,399	5,500
ТП-9	17,500	41,458	45,000
ТП-13	5,200	17,233	18,000
ТП-16	1,701	8,563	8,730
ГПП	0,111	1,663	1,667

Периодическая слагающая тока трехфазного КЗ:

$$I'' = \frac{U_{\phi}}{\sqrt{3} \cdot z} \quad (30)$$

Ударный ток КЗ (с учетом апериодической составляющей):

$$I_y = I'' \sqrt{1 + 2(\kappa_y - 1)^2} \quad (31)$$

где κ_y – ударный коэффициент, равный

$$\kappa_y = 1 + e^{-\frac{0,01}{Ta}}, \quad (32)$$

где Ta – постоянная затухания апериодической слагающей.

$$Ta = \sum X / 314 \sum R \quad (33)$$

Рассмотрим пример расчета токов КЗ на стороне 0,4 кВ ТП-1.

Сопротивления трансформаторов ГПП, согласно выражениям (34- 36), приведенное к НН:

$$R_m = \frac{44000 \cdot 110^2}{6300^2} \cdot (10/110)^2 = 0,11 \text{ Ом}$$

$$Z_m = \frac{10,5 \cdot 110^2}{100 \cdot 6,3^2} \cdot (10/110)^2 = 1,667 \text{ Ом}$$

$$X_m = \sqrt{1,667^2 - 0,11^2} = 1,663 \text{ Ом}$$

Сопротивления трансформатора ТП-1:

$$R_m = \frac{10500 \cdot 10^2}{1000^2} = 1,05 \text{ Ом}$$

$$Z_m = \frac{5,5 \cdot 10^2}{100 \cdot 1,0^2} = 5,5 \text{ Ом}$$

$$X_m = \sqrt{5,5^2 - 1,05^2} = 5,399 \text{ Ом}$$

Сопротивления энергосистемы в начале питающей ВЛ-110 кВ равны:
 $R_{ЭС}=0,665 \text{ Ом}$; $X_{ЭС}=8,17 \text{ Ом}$; по данным ПАО «МРСК Сибири» [14].

Сопротивления ВЛ-110 кВ рассчитаны (таблица 2.8). Сопротивления ВЛ-110 кВ приведенные к напряжению 10 кВ:

$$R_{вл} = 1,5873 \cdot \left(\frac{10}{110}\right)^2 = 13,2 \text{ мОм}$$

$$R_{вл} = 1,6428 \cdot \left(\frac{10}{110}\right)^2 = 13,58 \text{ мОм}$$

Эквивалентные сопротивления цепи, с учетом переходного сопротивления, сопротивления трансформаторов и линий:

$$\sum r^o = R_{эс} + R_{ВЛ} + R_{м.ГПП} + R'_{(ГПП-ТП)} + R_{м.ТП} \quad (37)$$

$$\Sigma r^{\circ} = 665 + 13,12 + 110 + 12,76 + 1050 = 1850,879 \text{ мОм}$$

$$\Sigma x^{\circ} = X_{\text{эс}} + X_{\text{ВЛ}} + X_{\text{м.ГПП}} + X'_{(\text{ГПП-ТП1})} + X_{\text{м.ТП1}} \quad (38)$$

$$\Sigma x^{\circ} = 8170 + 13,58 + 1663 + 1,03 + 5399 = 15250,451 \text{ мОм}$$

$$z = \sqrt{1850,879^2 + 15250,451^2} = 15362,357 \text{ мОм}$$

Расчитываются токи КЗ согласно выражениям (30–33):

$$I'' = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 15,362} = 4,134 \text{ кА}$$

$$k_y = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,0262}} = 1,683$$

$$I_y = 4,134 \cdot \sqrt{1 + 2(1,683 - 1)^2} = 5,748 \text{ кА}$$

$$I_{\text{кз}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4,134 = 3,58 \text{ кА}$$

Расчет токов КЗ для других участков аналогичен, результаты показаны в таблице 15.

Таблица 15 – Результаты расчетов токов КЗ

место КЗ	$I_{\text{кз}}^{(3)}$, кА	I_y , кА	$I_{\text{кз}}^{(2)}$, кА
ТП-1	4,134	5,748	3,580
ТП-2	4,133	5,740	3,580
ТП-3	4,133	5,732	3,579
ТП-4	4,133	5,732	3,579
ТП-5	4,132	5,725	3,578
ТП-6	4,131	5,709	3,577
ТП-9	1,164	1,280	1,008
ТП-13	2,287	2,785	1,980
ТП-16	3,409	4,557	2,952
Точка К2(шины 10 кВ ГПП)	6,427	9,555	5,566
Точка К1(ОРУ 110 кВ ГПП)	7,734	11,442	6,698

2.7 Выбор электрических аппаратов и токоведущих частей ГПП

Выбор выключателей и разъединителей.

«Условия выбора выключателей» [11]:

$$U_{ном} \geq U_{раб}, \text{ кВ};$$

$$I_{ном} \geq I_{раб}, \text{ кВ}.$$

$$I_{ном.откл} \geq I_{к}, \text{ кА}$$

где $I_{ном.откл}$ – «номинальный ток отключения выключателя, кА» [11];

$I_{к}$ – «ток трехфазного КЗ, кА» [11].

$$i_{пр.с} \geq i_{у}, \text{ кА}$$

где $i_{пр.с}$ – «амплитудное значение сквозного тока КЗ, кА» [11];

$i_{у}$ – «ударный ток КЗ, кА» [11];

$$I_m^2 t_m \geq B_k, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

где I_m – «предельный ток термической стойкости, кА» [11];

t_m – «время протекания тока термической стойкости, с» [11];

B_k – «тепловой импульс тока КЗ, кА²/с» [11].

Условия выбора разъединителей [11]:

$$U_{н.апп.} \geq U_{н.уст.}$$

$$I_{н.апп.} \geq I_{раб.мах.}$$

$$I_{тер.}^2 \cdot t_{тер.} \geq B_k$$

$$i_{дин} \geq i_{у.}$$

Выбор выключателей и разъединителей сведен в таблице 16.

Таблица 16 – Выбор выключателей и разъединителей

Место	Параметры расчетные		Выкл.	Паспортные параметры		Разъед.	Паспортные параметры	
	$U_{уст},$ кВ.			$U_H,$ кВ			$U_{уст},$ кВ.	
ГПП, ОРУ 110 кВ	$U_{уст},$ кВ.	110	ВВБ-110/2000	$U_H,$ кВ	110	РНДЗ- 110/1000	$U_{уст},$ кВ.	35
	$I_{max p},$ А	32,8		$I_H,$ А	630		$I_{max p},$ А	1000
	$I_{пт},$ кА	7,734		$I_{отк},$ кА	31,5		$I_{пт},$ кА	40
	$I_{уд},$ кА	11,442		$i_{дин},$ кА	90		$I_{уд},$ кА	50
	$V_K =$ $I_{п(0)}^2 \cdot$ Тоткл, кА ² /с	179,4		$I_{дин},$ кА	36		$V_K =$ $I_{п(0)}^2 \cdot$ Тоткл , кА ² /с	2500
				$I_T^2 \cdot t_T,$ кА ² /с	3600			
ГПП, шины 10 кВ	$U_{уст},$ кВ.	10	ВВТЭ-10/20- 630 УХХ 2	$U_H,$ кВ	10			
	$I_{max p},$ А	351,356		$I_H,$ А	630			
	$I_{пт},$ кА	6,427		$I_{отк},$ кА	20			
	$I_{уд},$ кА	9,555		$i_{дин},$ кА	80			
	$V_K =$ $I_{п(0)}^2 \cdot$ Тоткл, кА ² /с	123,91		$I_{дин},$ кА	31,5			
				$I_T^2 \cdot t_T,$ кА ² /с	3600			
ГПП, фидеры 10 кВ	$U_{уст},$ кВ.	10	ВВТЭ-10/20- 630 УХХ 2	$U_H,$ кВ	10	РВ-10/600	$U_{уст},$ кВ.	10
	$I_{max p},$ А	60,26		$I_H,$ А	630		$I_{max p},$ А	600
	$I_{пт},$ кА	4,134		$I_{отк},$ кА	20		$I_{пт},$ кА	20
	$I_{уд},$ кА	5,748		$i_{дин},$ кА	80		$I_{уд},$ кА	50
	$V_K =$ $I_{п(0)}^2 \cdot$ Тоткл, кА ² /с	88,46		$I_{дин},$ кА	31,5		$V_K =$ $I_{п(0)}^2 \cdot$ Тоткл , кА ² /с	3600
				$I_T^2 \cdot t_T,$ кА ² /с	3600			

Выбор ограничителей перенапряжения.

Выбираются ОПН, т.к. они превосходят вентильные разрядники как по качеству защиты сети, так и по удобству эксплуатации. На ОРУ 110 кВ устанавливаем ОПН-110-У1. В ЗРУ 10 кВ устанавливаем ОПН-10-У1.

Выбор трансформаторов тока.

Согласно напряжениям в местах установки и полученным расчетным токам выбираем следующие трансформаторы тока (ТТ):

- на фидерах 10 кВ: ТПЛК10-10..75/5;
- на вводах и секционной перемычке ЗРУ 10 кВ: ТПЛК10-500/5;
- на ОРУ 110 кВ: ТВТ-110 – 50/5.

Проведем проверку выбранных ТТ в режиме КЗ:

- на фидерах, вводах и секционной перемычке ЗРУ 10 кВ:

По динамической стойкости: $i_{дин.} = 74,5 \text{ кА} > i_{уд} = 9,555 \text{ кА}$

По термической стойкости: $I_T^2 \cdot t_T = 2900 \text{ кА}^2/\text{с} > V_K = 123,91 \text{ кА}^2/\text{с}$

- на ОРУ 110 кВ:

$i_{дин.} = 42 \text{ кА} > i_{уд} = 11,442 \text{ кА}$

$I_T^2 \cdot t_T = 3600 \text{ кА}^2/\text{с} > V_K = 179,4 \text{ кА}^2/\text{с}$

«ТТ проходят проверку» [11].

«Выбор трансформаторов напряжения» [11].

«Условия выбора трансформаторов напряжения (ТН)» [11]:

$$U_{ном} \geq U_{уст}$$

$$S_{ном} \geq S_{2\Sigma}$$

Принимаем ТН типа НАМИ-10-95.

$$U_{н.атт.} = 10 \text{ кВ} \geq U_{н.уст.} = 10 \text{ кВ}.$$

Нагрузка ТН приведена в таблице 17.

Таблица 17 – Нагрузка ТН 10 кВ

Приборы	Кол-во, шт.	S., ВА	S $_{\Sigma}$, ВА
Вольтметр	4	1	4
Ваттметр	2	4	2
Варметр	2	4	2
Реле напряжения	3	1	3
Счетчик	8	4	32
Всего			43

Суммарная нагрузка составляет 43 ВА и меньше предельно допустимой 200 ВА. Таким образом предлагается замена ТН ЗНОЛ-10 на новые современные НАМИ-10-95.

Выбор трансформаторов собственных нужд.

Для выбора мощности ТСН необходимо рассчитать нагрузку собственных нужд ГПП. Расчет нагрузки СН ГПП произведем в таблице 18.

Таблица 18 – Расчет нагрузки СН ГПП

Нагрузка	Руст, кВт			cosφ	tgφ	Q, квар
	На ед.	Число оборуд.	Р, кВт			
РПН	3,3	2	6,6	0,95	0,33	2,17
Обогрев ОРУ	0,6	19	11,4	1	0,00	0,00
ЗРУ-10 кВ	7	-	7	0,97	0,25	1,75
Освещение ОРУ	10	-	10	0,75	0,88	8,82
Связь, телемеханика	8,7	-	8,7	0,85	0,62	5,39
Маслохозяйство	75	-	75	1	0,00	0,00
Всего			118,7			18,13

Нагрузка СН для двух ТСН:

$$S_{РАСЧ} = \sqrt{P_{РАСЧ}^2 + Q_{РАСЧ}^2} / 2 \quad (39)$$

$$S_{РАСЧ} = \sqrt{118,7^2 + 18,13^2} / 2 = 60,04 \text{ кВА}$$

Выбираем энергоэффективные ТСН марки ТМГ12-100/10. Аварийный коэффициент загрузки ТСН составит:

$$Kз = \frac{2 \cdot 60,04}{100} = 1,21 < 1,4$$

То есть перегрузка ТСН будет 21 %, что меньше предельно допустимой 40 %.

Таким образом предлагается замена ТСН ТМ-160/10 на новые современные энергоэффективные ТМГ12-100/10.

2.8 Релейная защита и автоматика

Предполагается замена электромеханического оборудования РЗА на современные микропроцессорные терминалы серии Сириус производства АО «РАДИУС Автоматика».

Для обеспечения релейной защиты (РЗ) силовых трансформаторов используем современные микропроцессорные терминалы серии «Сириус-Т». Схема РЗ силовых трансформаторов приведена в Приложении Г.

Защита КЛ 10 кВ обеспечивается терминалами Сириус-2-Л. Схема РЗ отходящих линий 10 кВ на терминале Сириус-2-Л приведена в Приложении Д.

АВР на шинах 10 кВ выполняется на микропроцессорном терминале Сириус-АВР. Схема АВР 10 кВ на терминале Сириус-АВР приведена в Приложении Е.

3 Охрана труда, безопасность и экологичность проекта

3.1 Организация охраны труда на предприятии

Обеспечение ОТ на предприятии осуществляется организационными и техническими мероприятиями. В целом за организацию и обеспечение охраны труда отвечает специальная служба охраны труда (СОТ), являющаяся самостоятельным структурным подразделением предприятия. Персонал СОТ включает штат специалистов по ОТ во главе с руководителем службы [10].

«Для обеспечения безопасности технологического процесса в первую очередь необходимо проводить инструктажи и проверки по работе с оборудованием и использованию СИЗ» [10].

Образец информационного плаката по средствам защиты в электроустановках приведен на рисунке 3.



Рисунок 3 – Образец информационного плаката по средствам защиты в электроустановках

В целом охрана труда (ОТ) и техника безопасности (ТБ) при монтаже, эксплуатации, обслуживании, ремонте системы электроснабжения обеспечиваются согласно действующему ГОСТ 12.0.004-2015 [26].

3.2 Система заземления и молниезащиты

Расчет заземления ТП 10/0,4 кВ.

«Максимально допустимое сопротивление со стороны 0,4 кВ $R_3=4$ Ом» [12].

«Удельное сопротивление грунта ρ_p (Ом·м) для вертикальных и горизонтальных электродов с учетом коэффициента сезонности определяется по формуле» [11]:

$$\rho_p = \rho \cdot K_c, \quad (40)$$

где ρ – удельное сопротивление грунта (известняк), 2000 Ом·м;

K_c – «коэффициент сезонности» [11].

$$\rho_{pв} = 2000 \cdot 1,1 = 2200 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

$$\rho_{pг} = 2000 \cdot 1,4 = 2800 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

«Используем контурное заземление. Для вертикальных электродов (ВЭ) используем угловую сталь 50x50 мм, для горизонтального электрода (ГЭ) используем полосовую сталь 50x5 мм» [11],

«Сопротивление растеканию для одного вертикального заземлителя $R_{овз}$ (Ом) определяется по формуле» [11]:

$$R_{овз} = \frac{\rho_{pв}}{2 \cdot \pi \cdot l} \left[\ln \left(\frac{2 \cdot l}{d} \right) + 0,5 \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot t + l}{4 \cdot t - l} \right) \right] \quad (41)$$

где l – «длина вертикального электрода, м» [11];

d – «диаметр (для угловой стали приведенный диаметр) вертикального электрода, м» [18];

t – «расстояние от поверхности до центра вертикального электрода, м» [11].

$$d = 0,95 \cdot b, \quad (42)$$

где b – ширина уголка, м.

Сопротивление растеканию для одного ВЭ:

$$d = 0,95 \cdot 0,05 = 0,0475 \text{ м}$$

$$t = 3 / 2 + 0,8 = 2,3 \text{ м}$$

$$R_{\text{вэ}} = \frac{2200}{2 \cdot 3,14 \cdot 3} \left[\ln \left(\frac{2 \cdot 3}{0,0475} \right) + 0,5 \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot 2,3 + 3}{4 \cdot 2,3 - 3} \right) \right] = 60,962 \text{ Ом}$$

«Расчетное число вертикальных электродов определяется по формуле» [11]:

$$n' = R_{\text{вэ}} / R_n \quad (43)$$

где $R_n = 4$ Ом – максимально допустимое сопротивление заземления, Ом.

$$n' = 60,962 / 4 = 15,2 \approx 16 \text{ шт}$$

«Длина горизонтальной полосы определяется по формуле» [11]:

$$l_z = 1,05 \cdot a \cdot n' \quad (44)$$

где a – расстояние между ВЭ, м/

$$a = l_{\text{пер}} / n' \quad (45)$$

где $l_{\text{пер}}$ – периметр здания ТП, м.

$$l_{\text{пер}} = 2 \cdot (7,3 + 6,5) = 27,6 \text{ м}$$

$$a = 27,6 / 16 = 1,73 \text{ м}$$

$$l_2 = 1,05 \cdot 1,73 \cdot 16 = 28,98 \text{ м}$$

«Сопротивление растеканию горизонтального заземлителя R_{23} (Ом) определяется по формуле» [11]:

$$R_{23} = \frac{\rho_{\text{pz}}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \ln \left(\frac{l^2}{d \cdot t} \right) \quad (46)$$

где l – «длина горизонтального электрода, м» [11];

d – «диаметр (для полосовой стали расчетный диаметр) электрода, м» [11];

t – «расстояние от поверхности до центра горизонтального электрода, м» [11].

$$d = 0,5 \cdot b, \quad (47)$$

где b – ширина полосы, м.

Сопротивление растеканию для ГЭ:

$$d = 0,5 \cdot 0,05 = 0,025 \text{ м}$$

$$t = 0,05 / 2 + 0,8 = 0,825 \text{ м}$$

$$R_{23} = \frac{2800}{2 \cdot 3,14 \cdot 28,98} \cdot \ln \left(\frac{28,98^2}{0,025 \cdot 0,825} \right) = 2,757 \text{ Ом}$$

Эквивалентное сопротивление группового заземлителя:

$$R_{zp} = \frac{R_{овэ} \cdot R_{гэ}}{R_{овэ} \cdot \eta_в \cdot n + R_{гэ} \cdot \eta_г} \quad (48)$$

где $\eta_в$ – «коэффициент использования вертикальных электродов» [11];

$\eta_г$ – «коэффициент использования горизонтальных электродов» [11].

$$R_{zp} = \frac{60,962 \cdot 2,757}{60,962 \cdot 0,51 \cdot 16 + 2,757 \cdot 0,3} = 3,792 \text{ Ом} < 4 \text{ Ом}$$

Расчет заземляющего устройства ГПП.

На стороне 110 кВ режим работы нейтрали сети – эффективно заземленная, максимально допустимое сопротивление заземления 0,5 Ом [12].

Используем контурное заземление. Для вертикальных электродов (ВЭ) используем угловую сталь 50x50 мм, для горизонтального электрода (ГЭ) используем полосовую сталь 50x5 мм,

Проводим расчет по формулам (41-48):

$$d = 0,95 \cdot 0,05 = 0,0475 \text{ м}$$

$$t = 3,5 / 2 + 0,8 = 2,55 \text{ м}$$

$$R_{овэ} = \frac{2200}{2 \cdot 3,14 \cdot 3,5} \left[\ln \left(\frac{2 \cdot 3,5}{0,0475} \right) + 0,5 \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot 2,55 + 3,5}{4 \cdot 2,55 - 3,5} \right) \right] = 21,855 \text{ Ом}$$

$$n' = 21,855 / 0,5 = 43,7 \approx 44 \text{ шт}$$

$$l_{неп} = 2 \cdot (35 + 45) = 160 \text{ м}$$

$$a = 160 / 44 = 3,64 \text{ м}$$

$$l_г = 1,05 \cdot 3,64 \cdot 44 = 168 \text{ м}$$

$$R_{гэ} = \frac{2800}{2 \cdot 3,14 \cdot 168} \cdot \ln \left(\frac{168^2}{0,025 \cdot 0,825} \right) = 0,211 \text{ Ом}$$

$$R_{ep} = \frac{21,855 \cdot 0,211}{21,855 \cdot 0,41 \cdot 44 + 0,211 \cdot 0,21} = 0,423 \text{ Ом} \leq 0,5 \text{ Ом}$$

Молниезащита ТП 10/0,4 кВ.

В данном случае используются ТП серии 2КТПН-ПК в металлическом корпусе. Согласно руководству по эксплуатации, данный тип КТПН «не требует дополнительных мер по молниезащите ввиду полностью металлического корпуса, соединенного с контуром заземления» [26].

Молниезащита производственных цехов.

Молниезащита производственных цехов обеспечивается молниеприемной сеткой из стальной полосы 50x5 мм, образующей квадраты со стороной 1,5..2 метра. Сетка молниезащиты соединена с заземляющим устройством не менее, чем в двух местах по углам зданий [14].

3.3 Обеспечение соблюдения требований экологичности при проведении реконструкции

Охрана окружающей среды имеет большое значение при проектировании, монтаже, эксплуатации, обслуживании, ремонте и работе любой системы электроснабжения или электроустановки. «Электрическая часть систем электроснабжения промышленных предприятий также должна проектироваться, эксплуатироваться и ремонтироваться с условиями причинения наименьшего ущерба окружающей среде» [26]. ГОСТ Р 54906-2012 «устанавливает нормы выбора оборудования и технических решений с условиями причинения наименьшего ущерба окружающей среде» [26].

Среди технических решений разработанного проекта реконструкции системы электроснабжения предприятия, обуславливающих максимальную экологичность и минимизацию возможного ущерба окружающей среде, можно отметить [23]:

- выбор современных экологичных марок электрооборудования;

– эффективную компенсацию реактивной мощности на ГПП в соответствии с актуальными нагрузками;

– использование современной системы нейтрали распределительной сети TN-C-S и противопожарных УЗО.

Современные автоматические выключатели серии ВА изготавливаются с учетом минимализации отходов производства. Корпус выполняется из экологичного пластика с минимальным выделением дыма и токсичных веществ при нагреве.

Современные марки кабелей АПвП и АПвзББШп соответствуют требованиям ГОСТ 31996-2012 по характеристикам в нормальных и аварийных режимах работы и ГОСТ Р 54906-2012 по экологичности эксплуатации. Материалы оболочки и изоляции кабелей изготавливаются из экологичного пластика с минимальным выделением дыма и токсичных веществ при нагреве [21].

Силовые трансформаторы ТП современной серии ТМГ12 имеют уменьшенные массогабаритные показатели, окрашены современной экологичной акриловой краской, имеющей улучшенные антикоррозийные свойства, не требуют обслуживания и замены масла. Также данная серия трансформаторов является энергоэффективной, снижая потери электроэнергии и электромагнитное загрязнение окружающей среды.

При монтаже системы электроснабжения в целом используются современные изоляционные материалы (термоусадка, изолированные колпачки СИЗ и т.д.). Монтаж системы электроснабжения выполняется с помощью современных инструментов и оборудования, минимизирующих негативное воздействие на окружающую среду: при приготовлении траншей под кабельные линии до ТП и РП используется микроэкскаватор; при нагреве термоусадки применяется экологичная газовая горелка; применяется пылеотсос при штроблении стен и т.д. [22].

Использование современной АСТУЭ от АО «Концерн Энергомера» и программного обеспечения ПО сEnergo 4.7 позволяет повысить

эффективность использования энергоресурсов, минимизировать хищения электроэнергии и аварийные ситуации, чреватые ущербом для окружающей среды. Мониторинг и контроль режимов электропотребления обеспечивает оптимальный режим работы электрооборудования системы электроснабжения, продлевая его срок службы и минимизируя необходимость замены и утилизации вышедшего из строя либо изношенного электрооборудования [26].

В целом, охрана окружающей среды при монтаже, эксплуатации, обслуживании, ремонте и работе системы электроснабжения в соответствии с действующими нормативными документами обеспечивает достаточный уровень экологической безопасности.

Следует отметить высокий КПД системы электроснабжения, что обусловлено эффективной компенсацией реактивной мощности на ГПП в соответствии с актуальными нагрузками, оптимальным расположением распределительных пунктов и щитков, минимальной длиной питающих линий и рационально выбранными сечениями жил кабелей.

Передовые технические решения и современное электрооборудование, использованные в проекте, обеспечивают высокие показатели надежности, энергоэффективности, безопасности и экологичности системы электроснабжения после реконструкции.

Заключение

Произведена разработка проекта реконструкции системы электроснабжения ООО «Инвестстрой». Рассмотрены следующие вопросы и решены следующие задачи:

- систематизированы характеристики предприятия и потребителей электроэнергии (производственных участков);
- обоснована необходимость реконструкции действующей системы электроснабжения;
- рассчитаны актуальные электрические нагрузки потребителей электроэнергии (производственных участков);
- выбраны силовые трансформаторы цеховых ТП 10/0,4 кВ;
- выбраны силовые трансформаторы ГПП;
- рассчитана схема внутреннего электроснабжения, проведены выбор кабелей распределительной сети;
- определены токи короткого замыкания в ключевых точках электрической сети;
- проведен выбор электрооборудования ГПП, его проверка по допустимым параметрам в рабочем и аварийном режиме;
- выбраны современные микропроцессорные терминалы релейной защиты и автоматики (РЗА);
- рассмотрены вопросы обеспечения охраны труда, безопасности и экологичности проекта.

Проведение реконструкции системы электроснабжения обеспечит снижение аварийности и недоотпуска электроэнергии потребителям. Использование современного электрооборудования позволит повысить общую надежность электроснабжения потребителей, снизить технико-эксплуатационные расходы.

Список используемых источников

1. Андреев В. А. Релейная защита систем электроснабжения в примерах и задачах / В.А. Андреев. – М.: Высшая школа, 2017. 256 с.
2. Гуревич, Ю.Е. Особенности электроснабжения, ориентированного на бесперебойную работу промышленного потребителя / Ю.Е. Гуревич. – Москва: Торус Пресс, 2019. 408 с.
3. ГОСТ 14209-85. Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов. – М.: Энергия, 2018. 39 с.
4. ГОСТ 12.1.030-81 (2001) ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление. – М.: Энергия, 2018. 66 с.
4. Дубинский Г.Н. Наладка устройств электроснабжения напряжением свыше 1000 В / Г.Н. Дубинский, Л.Г. Левин. - М.: Солон-Пресс, 2017. 416 с.
5. Кудрин Б.И. Электроснабжение потребителей и режимы: Учебное пособие / Б.И. Кудрин, Б.В. Жилин, Ю.В. Матюнина. - М.: МЭИ, 2016. 412 с.
6. Кудрин Б. И. Электроснабжение / Б.И. Кудрин. - М.: Academia, 2017. 352 с.
7. Куско А. Сети электроснабжения. Методы и средства обеспечения качества энергии / А. Куско, М. Томпсон. - М.: Додэка XXI, 2016. 336 с.
8. Миллер Г. Р. Автоматизация в системах электроснабжения / Г.Р. Миллер. - М.: Государственное энергетическое издательство, 2016. 176 с.
9. Можяева С.В. Экономика энергетического производства: Учебное пособие. – СПб.: Издательство «Лань», 2018. 208 с., ил.
10. Охрана труда в энергетике: Учебник для техникумов / под ред. Князевского Б.А. – М.: Энергопромиздат, 2017. 376 с.
11. Полуянович, Н. К. Монтаж, наладка, эксплуатация и ремонт систем электроснабжения промышленных предприятий / Н.К. Полуянович. – М.: Лань, 2017. 400 с.

12. Правила устройства электроустановок, издание 7. – М.: Энергия, 2021. 648 с.
13. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования - М.: Энергия, 2018. 69 с.
14. Техническая документация. Электроснабжение производственной базы ООО «Инвестстрой».: - Вологда, 2021. 205 с.
15. Фролов Ю. М. Основы электроснабжения / Ю.М. Фролов, В.П. Шелякин. - М.: Лань, 2018. 480 с.
16. Хорольский В. Я. Надежность электроснабжения / В.Я. Хорольский, М.А. Таранов. - М.: Форум, Инфра-М, 2017. 128 с.
17. Хорольский В. Я. Эксплуатация систем электроснабжения / В.Я. Хорольский, М.А. Таранов. - М.: Дрофа, 2016. 288 с.
18. Шеховцов В. П. Расчет и проектирование схем электроснабжения / В.П. Шеховцов. - М.: Форум, Инфра-М, 2017. 216 с.
19. Шеховцов В. П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению / В.П. Шеховцов. - М.: Форум, Инфра-М, 2016. 136 с.
20. Юндин М. А. Курсовое и дипломное проектирование по электроснабжению / М.А. Юндин, А.М. Королев. - М.: Лань, 2016. 320 с.
21. Biegelmeier G. Electro supply system. – Bulletin. Int. Sek IVSS Verhüt Arbeitsall und Berufskrankh Elek, 2017. 428 p.
22. Dalziel C.F., Lee W. Electricity and power supply – “IEEE Spectrum”, 2018, №2. p. 44-50.
23. Discussion on construction of green power grid enterprises. Zhang Hong;Guiyang Power Supply Bureau. Guizhou Electric Power Technolog. 2017-06. P 87–91.
24. K. A. Khomiakov and D. A. Ustinov. Improving the accuracy of calculations of electrical loads for industrial enterprises. Journal of Physics: Conference Series 1333 (2019) 062009, DOI: 10.1088/1742-6596/1333/6/062009; 06 October 2019.

25. Vlasyuk, I.V. Paramonov, S.Yu. Belov, S.I. The influence of reactive power compensation on energy saving by agricultural enterprises. AGRIS: International information system for the agricultural science and technology, 2018, P 40–46.

26. Школа электрика. Информационный портал. [Электронный ресурс]. – <http://electricalschool.info/> (дата обращения: 01.04.2021).

27. Энергосети России. Информационный портал. [Электронный ресурс]. – <https://energoseti.ru/> (дата обращения: 05.04.2021).

28. ООО «Инвестстрой». Официальный сайт. [Электронный ресурс]. – <https://www.investstroy-vologda.ru/> (дата обращения: 06.04.2021).

Приложение А
Генеральный план предприятия

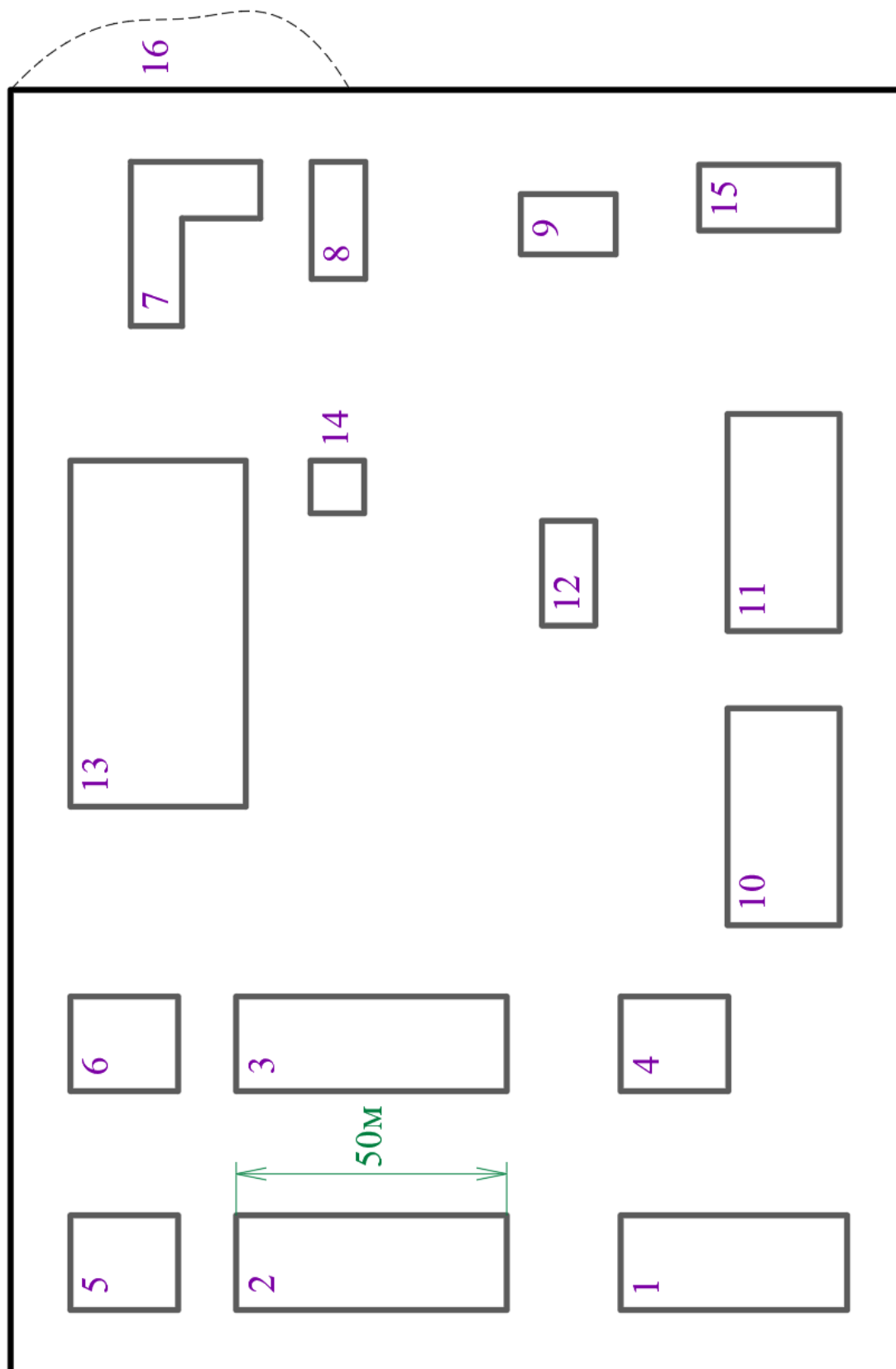


Рисунок А.1 – Генеральный план предприятия

Приложение Б

Схема прокладки кабельных линий действующей системы электроснабжения

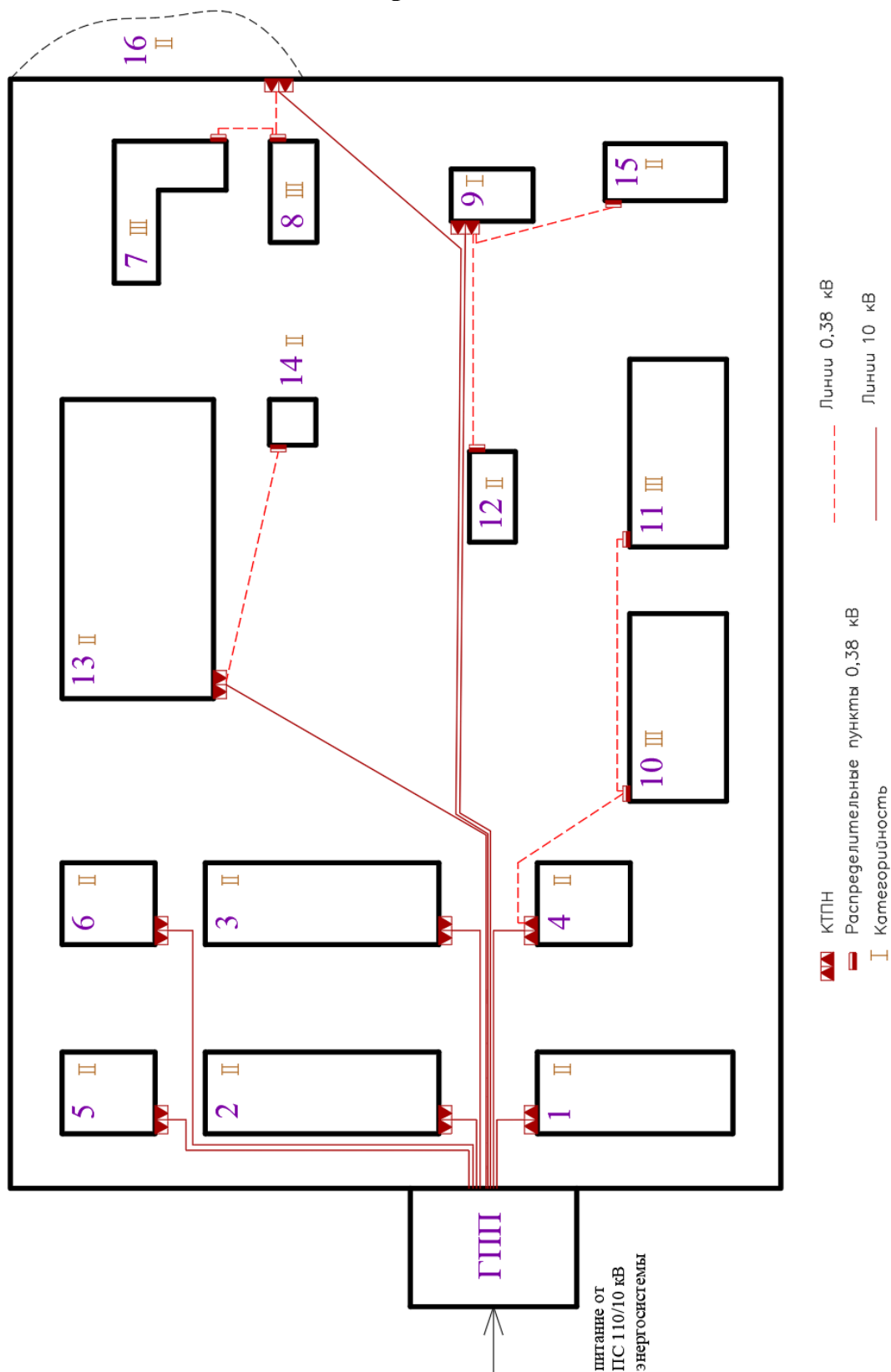


Рисунок Б.1 – Схема прокладки кабельных линий действующей системы электроснабжения

Приложение В

План прокладки кабельных линий после реконструкции

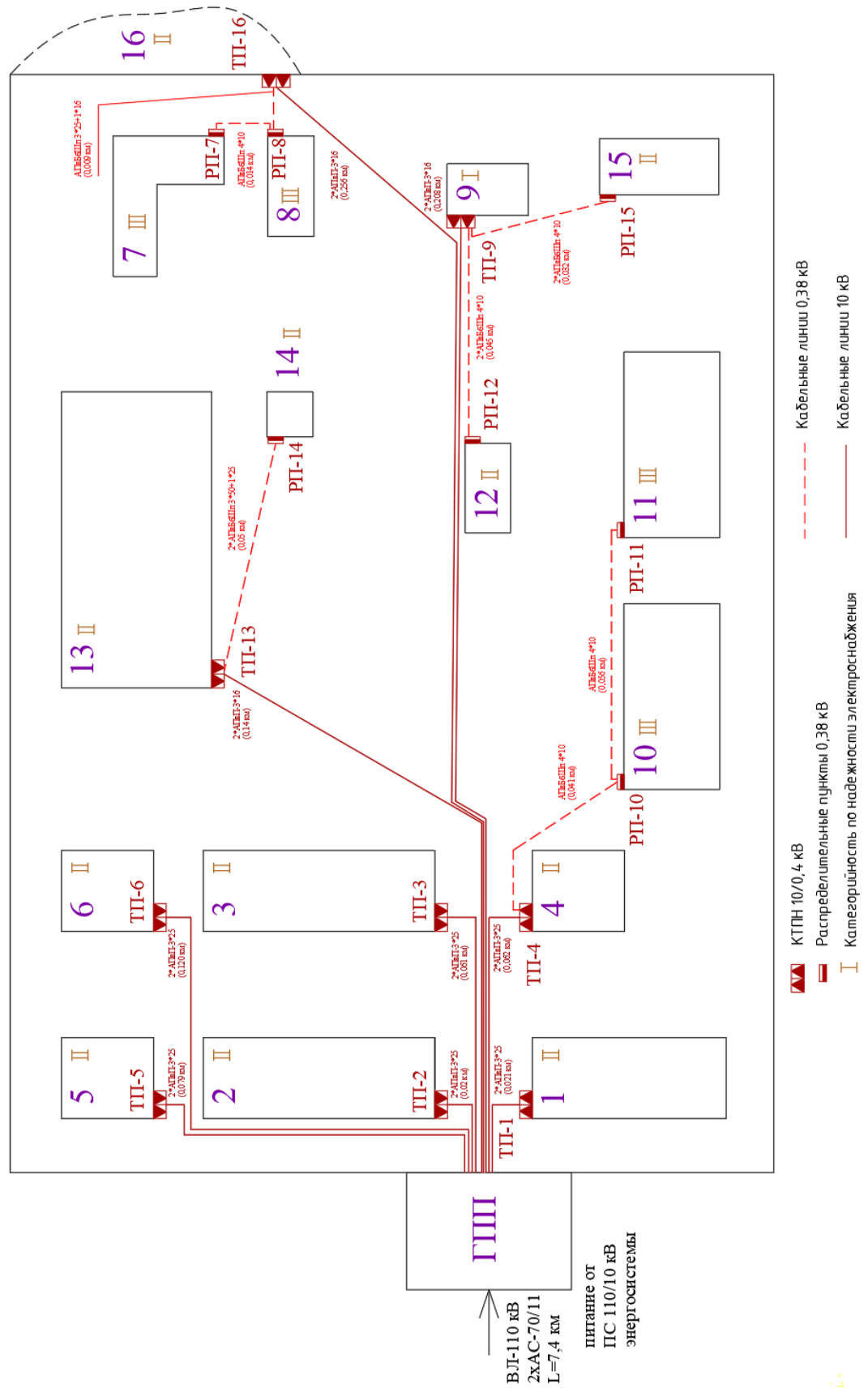


Рисунок В.1 – План прокладки кабельных линий после реконструкции

Приложение Г

Схема релейной защиты силовых трансформаторов ГПП после реконструкции

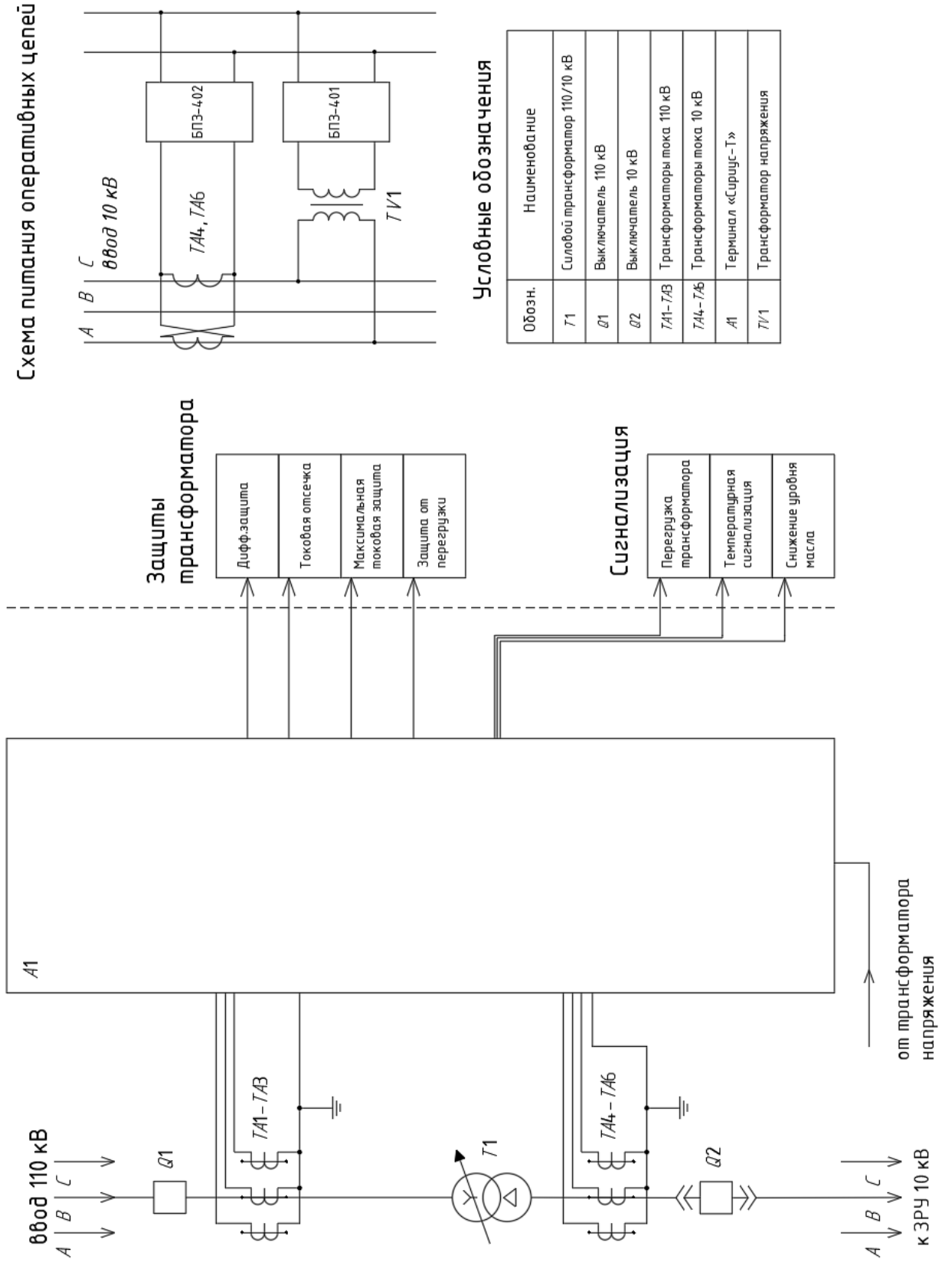


Рисунок Г.1 – Схема релейной защиты силовых трансформаторов ГПП после реконструкции

Приложение Д

Схема релейной защиты блоков линия 10 кВ-трансформатор ТП после реконструкции

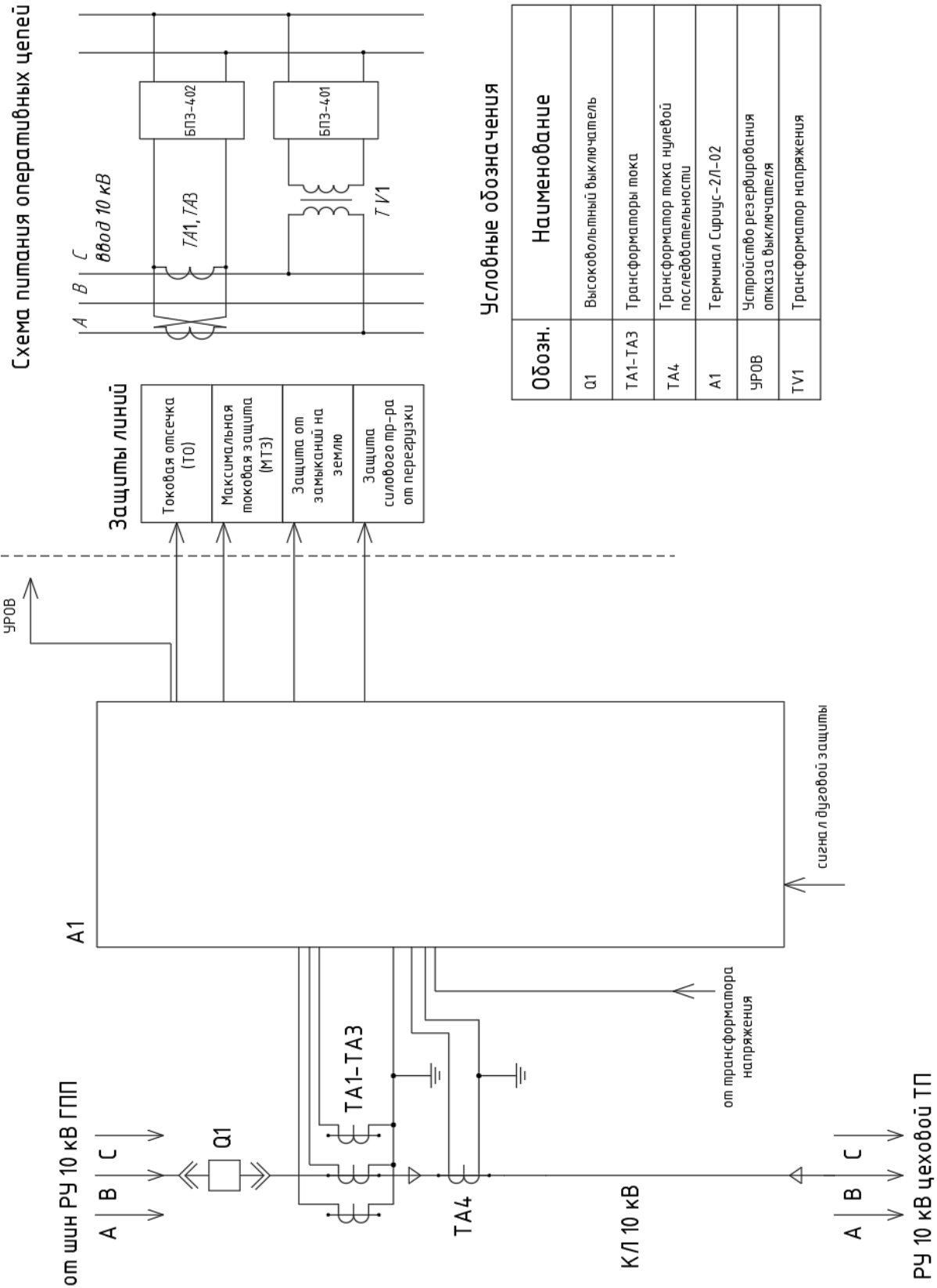
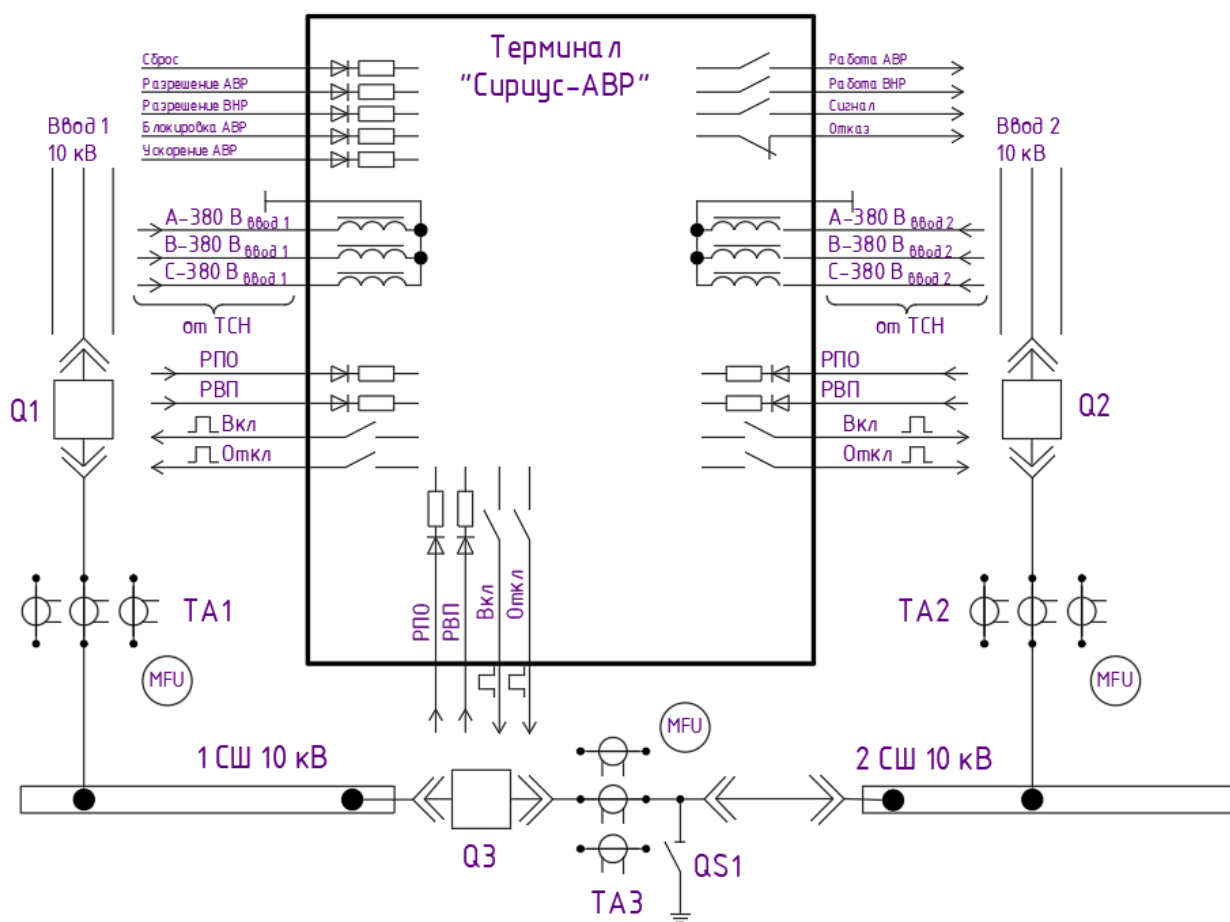


Рисунок Д.1 – Схема релейной защиты блоков линия 10 кВ-трансформатор ТП после реконструкции

Приложение Е

Схема АВР 10 кВ на терминале Сириус-АВР



Зона	Поз. обозн.	Обозначение	Кол.	Примечание
		Высоковольтные выключатели		
	Q1..Q3	ВВТЭ-10-20/630	3	
		Трансформаторы тока		
	TA1..TA3	ТПЛК-10-500/5	9	
		Разъединитель		
	QS1	РВ-10/600	1	

Рисунок Е.1 – Схема АВР 10 кВ на терминале Сириус-АВР